

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Padrões de operação do mercado diário do gás MIBGAS

André Miguel Morna Freitas Rodrigues Arêde

VERSÃO DE TRABALHO

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Claudio Monteiro

16 de Julho de 2017

Resumo

O MIBGAS é um mercado *spot* de gás natural desenvolvido entre Portugal e Espanha, com sede em Espanha. O MIBGAS aproveita o mercado espanhol de gás natural que está perfeitamente estabelecido há 40 anos. Este mercado ainda está em desenvolvimento e só está operacional do lado espanhol estando previsto que em Portugal esteja operacional no final de 2017. O MIBGAS iniciou as operações em Dezembro de 2015, sendo que apenas em Junho de 2016 começaram a ser transacionados todos os produtos disponíveis. Este é um mercado com uma grande margem de desenvolvimento e com uma expectativa de crescimento bastante grande.

Esta dissertação, tem como objetivo conhecer melhor o funcionamento do mercado do gás, tanto em Portugal como a nível ibérico, e será particularmente importante para a criação de modelos de previsão de preço. O conhecimento, a análise e a identificação dos padrões dos preços dos vários produtos do MIBGAS que levarão à criação de modelos de previsão para o mesmo será bastante importante para os agentes do mercado. O conhecimento antecipado dos valores onde se poderá situar o preço de referência dos diferentes produtos é fundamental tanto para os comercializadores como para os consumidores deste mercado.

Nesta dissertação foi estudado o funcionamento, as características e as particularidades do mercado do gás natural em Portugal. Após esta análise foi estudado o MIBGAS, o que já estava operacional e o que ainda não está, e o porquê desta situação. Ainda, relativamente ao MIBGAS, foram estudados e analisados os diferentes produtos que o constituem. Esta dissertação tem como foco principal a identificação dos padrões dos preços e a eventual criação de modelos de previsão para os preços dos produtos, e por isso, foram estudados estados da arte de diversos documentos sobre a previsão de consumos de gás natural e de previsão de preços no geral e previsão de preços de gás natural neste caso particular. Relativamente a este caso não foi encontrado um número significativo de documentos. Voltando aos produtos do MIBGAS, foram analisados fatores de influência nos seus preços, e analisadas variáveis que pudessem ter algum grau de dependência com os mesmos. As variáveis que demonstravam alguma relação com os preço de referência de cada produto foram utilizadas na construção dos modelos de previsão de preço de cada produto.

Conseguiu-se então identificar os padrões com preços mais altos e mais baixos, que irão facilitar as estratégias dos agentes de mercado. Apesar de existir ainda um curto conjunto de dados, foi possível criar modelos de previsão com bom desempenho, o que indica boas perspetivas para a utilização destas ferramentas por parte dos agentes que atuam neste mercado de gás natural.

Abstract

MIBGAS is a natural gas spot market, which was developed in Portugal and Spain, with its head office on the latter. MIBGAS takes profit of Spanish natural gas market, perfectly established for over 40 years. This market is still under development and has only been operating in Spain, but it is predicted to be starting in Portugal by the end of the year of 2017. MIBGAS began its service in December 2015, although only by June 2016 were all products available for transaction. This market has still a long path to be developed and its growth expectations are considerably high.

The goal of this paper is to better understand how the gas market works, both in Portugal and the Iberic Peninsula as a whole. It would be particularly relevant for the creation of price prediction models. The knowledge, analysis and identification of price patterns of the different MIBGAS products, which would lead us to prediction models, would be utterly important to market agents. Being able to establish a price reference on the different products would be crucial for both sellers and consumers of natural gas.

The main goal is then to identify price patterns and eventually to create price prediction models for MIBGAS products. On the first hand, several papers on natural gas consume and price predictions were researched, although there were not many on this case in particular.

On this paper, Portugal's' natural gas market functioning, its characteristics and particularities were investigated. Next, we started analyzing what was already operational at MIBGAS, what still wasn't, and understanding why. Different products were studied and analyzed.

Factors which could possibly influence, and valid inputs which could have some relationship with MIBGAS product prices were evaluated. Inputs showing some relationship with the price reference of each product were used in the buildup of price prediction models.

More and less expensive price patterns were identified, which could help on market agents' strategies. Although there is still few data, the creation of prediction models was possible. Therefore, we can have considerable expectations for the use of these tools by agents that work on the natural gas market.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais por todo o apoio e pelos sacrifícios que fizeram para me manter a estudar fora de casa, na melhor Faculdade de Engenharia do país. Gostaria também de agradecer os meus avós que estejam onde estiverem estão certamente a olhar para mim e muito orgulhos de me ver concluir mais uma etapa na minha formação. Gostaria ainda de agradecer aos meus familiares, em particular aos meus irmãos Bernardo e João, por serem os meus companheiros, amigos de sempre e "fiéis escudeiros", por tudo o que já vivemos e ainda vamos viver.

Em segundo lugar gostaria de agradecer à minha Carolina, minha companheira de todas as horas nos últimos 10 anos, que espero que sejam apenas um décimo do total, pelo apoio e por tudo o que fez e faz por mim todos os dias. Sem ela certamente tudo teria sido muito mais difícil.

Em terceiro lugar gostaria também de agradecer a todos os meus amigos de sempre, que embora estivessem longe nunca deixaram de estar perto, e de ser importantes no meu crescimento como pessoa e como amigo. A todos os meus ex-colegas de casa, Abílio, Fernandes, Teixeira, Laura e Pedro, muito obrigado por todos os momentos que vivemos juntos. Queria também agradecer aos amigos que fiz na FEUP, que me acompanharam nesta aventura, ao João, ao Filipe, ao André, ao Miguel e ao Flávio, o meu muito obrigado. Queria ainda agradecer ao meu amigo Zé Pedro, que foi muito importante, particularmente nos últimos três anos, por toda a ajuda, apoio, e por tudo o que me ensina quando eu preciso.

Em quarto lugar queria agradecer aos meus atletas e às minhas atletas das equipas de futsal da AEFMUP por todas as dores de cabeça, tempo perdido em jogos e treinos e pelas amizades ganhas. Foram do melhor que me aconteceu e faria tudo outra vez.

Por último, mas não menos importante que os restantes, uma palavra de agradecimento especial ao meu orientador Professor Cláudio Monteiro, que com a sua experiência e mestria me guiou de forma perfeita na realização desta dissertação.

André

Dedico esta dissertação aos meus pais e ao meu irmão Bernardo

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objetivos	5
1.3	Estrutura da Dissertação	5
1.4	Dados e Ferramentas Utilizadas	6
2	Estado da Arte	7
2.1	Infraestruturas do comércio do Gás Natural em Portugal	7
2.1.1	Contratos para o uso das infraestruturas do SNGN	9
2.1.2	Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	9
2.1.3	Armazenamento Subterrâneo	9
2.1.4	Transporte de Gás Natural	10
2.1.5	Distribuição de Gás Natural	10
2.1.6	Comercialização de gás natural	11
2.1.7	Tarifas e preços de acesso às infraestruturas do setor do Gás Natural	11
2.1.8	Preços dos Serviços Regulados para 2016-2017	18
2.1.9	Custo para o transporte de GNL por camião cisterna	18
2.1.10	Impacto no Preço Médio das Tarifas por Atividade	19
2.1.11	Estrutura do Preço Médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016-2017 . .	20
2.2	Mercado Ibérico do Gás – MIBGAS	22
2.2.1	Regras do Mercado Organizado de Gás	22
2.2.2	Estrutura Organizativa do MIBGAS	24
2.2.3	Comercialização de gás natural no MIBGAS	26
2.2.4	Gestão técnica do sistema e segurança de fornecimento	27
2.2.5	Supervisão e desenvolvimento do MIBGAS	28
2.2.6	Agentes de Mercado	31
2.2.7	Funcionamento do Mercado Organizado do Gás	31
2.2.8	Faturação, Cobranças e Pagamentos	35
2.2.9	Preços de Referência dos produtos e Definições Importantes de uma Ses- são de Negociação	35
2.3	Métodos e ferramentas de previsão	37
2.3.1	Redes Neurais Artificiais	37
2.3.2	Métodos e ferramentas de previsão de preços do Gás Natural	38
3	Análise de padrões de preços do MIBGAS	43
3.1	Apresentação dos Produtos do MIBGAS	43
3.2	Análise geral dos dados do MIBGAS	45
3.2.1	Análise aos valores dos volumes de gás natural transacionados	45

3.2.2	Produção de eletricidade com o uso de GN em Espanha	47
3.2.3	Análise aos diferentes tipos de preço	47
3.3	Análise e comparação entre os diferentes produtos em 2016 e 2017	49
3.3.1	GMAES	49
3.3.2	GWDES e GDAES_D+1	51
3.3.3	GMAES comparado com os produtos diários	53
3.4	Relação entre o volume transacionado e o preço de referência diário	54
4	Previsão de preços do MIBGAS	57
4.1	Procedimento utilizado para a previsão	57
4.2	Modelos de previsão	60
4.2.1	GMAES – Produto de entrega no mês seguinte	60
4.2.2	GDAES_D+3 – Produto diário	63
4.2.3	GDAES_D+2 – Produto diário	66
4.2.4	GDAES_D+1 – Produto diário	69
4.2.5	GWDES – Produto diário	73
4.3	Resumo de entradas dos modelos	77
5	Análise de resultados	79
5.1	GMAES – Produto de entrega no mês seguinte	79
5.2	GDAES_D+3 – Produto de entrega diária	81
5.3	GDAES_D+2 – Produto de entrega diária	83
5.4	GDAES_D+1 – Produto de entrega diária	85
5.5	GWDES – Produto de entrega diária	88
6	Conclusões	91
	Referências	95

Lista de Figuras

1.1	Rede ibérica de Gasodutos. Imagem retirada do documento: "A Rede Nacional de Transporte de Gás Natural". [1]	2
2.1	Porto de Sines, fonte: REN [2]	8
2.2	Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Retirado de [3].	19
2.3	Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Retirado de [3].	20
2.4	Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Retirado de [3].	20
2.5	Preço médio das tarifas de Acesso às Redes. Retirado de [3].	21
2.6	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes. Retirado de [3].	21
2.7	Estrutura das receitas do setor do gás natural (valores em Milhões de €;%). Retirado de [3].	22
2.8	Exemplo teórico de uma rede neuronal artificial. Fonte:[4]	38
3.1	Volume de gás natural transacionado por mês durante o período estudado.	46
3.2	Volume de gás natural transacionado por cada produto, no MIBGAS, durante o período estudado.	46
3.3	Produção de eletricidade em Espanha pelas centrais de ciclo-combinado.	47
3.4	Preço médio de referência do MIBGAS, por mês.	48
3.5	Preço do mercado <i>SPOT</i> de GNL de Espanha, para o ano de 2016 e Janeiro de 2017 (fonte:[5]), comparado com o DRP obtido nos dados retirados do <i>web site</i> do MIBGAS ([6]	49
3.6	Volume entregue do produto GMAES durante todo o período avaliado	50
3.7	Preço de referência médio por mês do produto GMAES, durante o período estudado.	50
3.8	Preço médio do produto GDAES_D+1, na data da sua entrega, durante o período estudado.	51
3.9	Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, no ano de 2016.	52
3.10	Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, no ano de 2017.	52
3.11	Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, durante o período estudado.	52
3.12	Preço médio do GMAES no mês que é negociado e preços médios dos produtos GWDES e GDAES_D+1 nos meses em que são transacionados e entregues	53
3.13	Comparação dos preços dos produtos de gás natural nos seus meses de entrega em 2016	54
3.14	Comparação dos preços dos produtos de gás natural nos seus meses de entrega em 2017	54
3.15	Comparação entre o volume transacionado num dia e o seu preço de referência diário.	55

3.16	Comparação entre a média de volume transacionado até a data que o produto é adquirido.	55
4.1	Verificação da relação entre o mês de transação e o DRP.	61
4.2	Verificação da relação entre o dia de transação e o DRP.	61
4.3	Verificação da relação entre o total de eletricidade produzida por dia (de transação) nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP.	62
4.4	Verificação da relação entre a eletricidade média produzida no mês anterior ao dia de transação do produto, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP. . .	62
4.5	Verificação da relação entre a média de eletricidade produzida nos 90 dias anteriores ao dia de transação do produto, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP.	63
4.6	Verificação da relação entre o DRP no dia de transação e o seu respetivo mês. . .	64
4.7	Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a previsão do produto GMAES.	64
4.8	Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a previsão do produto GMAES.	65
4.9	Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a eletricidade média diária produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 30 dias antes da data de transação do produto.	65
4.10	Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a eletricidade média diária produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 90 dias antes da data de transação do produto.	66
4.11	Verificação da relação entre o mês de <i>trade</i> e o DRP do produto GDAES_D+2 no seu dia de transação.	67
4.12	Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GMAES e o DRP do produto GDAES_D+2 no seu dia de transação.	67
4.13	Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de transação e o DRP do produto GDAES_D+2 na mesma data.	67
4.14	Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de entrega e o DRP do produto GDAES_D+2 na mesma data.	68
4.15	Verificação da relação entre a eletricidade média diária produzida nos 90 dias anteriores à transação, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP do produto GDAES_D+2.	68
4.16	Verificação da relação entre a eletricidade média diária produzida nos 30 dias anteriores à transação, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP do produto GDAES_D+2.	68
4.17	Verificação da relação entre o mês de transação e o DRP do produto GDAES_D+1.	69
4.18	Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GMAES, com o DRP do produto GDAES_D+1.	70
4.19	Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GDAES_D+3, com o DRP do produto GDAES_D+1.	70
4.20	Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GDAES_D+2, com o DRP do produto GDAES_D+1.	70
4.21	Verificação da relação entre a previsão do DRP de entrega do produto GDAES_D+3, com o DRP do produto GDAES_D+1.	71
4.22	Verificação da relação entre a previsão do DRP de entrega do produto GDAES_D+2, com o DRP do produto GDAES_D+1.	71

4.23	Verificação da dependência entre o DRP do produto GDAES_D+1 e a média de eletricidade produzida nas centrais de ciclo combinado de Espanha, nos 90 dias anteriores à data de transação do produto analisado.	72
4.24	Verificação da dependência entre o DRP do produto GDAES_D+1 e a média de eletricidade produzida nas centrais de ciclo combinado de Espanha, nos 30 dias anteriores à data de transação do produto analisado.	72
4.25	Verificação da relação de dependência entre o mês de transação e o produto estudado.	73
4.26	Verificação da relação de dependência entre a eletricidade produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 30 dias antes da transação do produto e o DRP do produto GWDES.	73
4.27	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+3 na sua data de transação e o produto GWDES.	74
4.28	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+2 na sua data de transação e o produto GWDES.	74
4.29	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+1 na sua data de transação e o produto GWDES.	75
4.30	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+3 na sua data de entrega e o produto GWDES.	75
4.31	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+2 na sua data de entrega e o produto GWDES.	75
4.32	Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+1 na sua data de entrega e o produto GWDES.	76
4.33	Verificação da relação de dependência entre o produto GMAES na sua data de transação e o produto GWDES.	76
4.34	Diagrama de blocos que mostra a relação entre as variáveis para a construção dos modelos de previsão.	77
5.1	Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.	79
5.2	Gráfico <i>scatter</i> que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.	80
5.3	Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.	81
5.4	Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.	81
5.5	Gráfico <i>scatter</i> que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.	82
5.6	Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.	82
5.7	Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.	83
5.8	Gráfico <i>scatter</i> que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.	84
5.9	Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.	85
5.10	Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.	86
5.11	Gráfico <i>scatter</i> que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.	87
5.12	Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.	87
5.13	Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.	88
5.14	Gráfico <i>scatter</i> que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.	89
5.15	Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.	89

- | | | |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 6.1 | Diagrama de blocos que mostra a relação entre as variáveis para a construção dos modelos de previsão. | 92 |
| 6.2 | Comparação entre as variáveis utilizadas na construção dos modelos de previsão. | 92 |

Lista de Tabelas

2.1	Variação anual das tarifas de acesso às redes	12
2.2	Custos das infraestruturas de gás natural (preço em cent€/kWh	13
2.3	Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	15
2.4	Preço de energia da parcela II $>$ da tarifa de Uso Global do Sistema	15
2.5	Preço de energia da parcela II $<$ da tarifa de Uso Global do Sistema	15
2.6	Preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	16

Abreviaturas e Símbolos

ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CNE	<i>Comissão Nacional de Energia</i>
CNMC	Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência
CUR	tarifa de Comercialização de gás natural de Último Recurso
CURG	Comercializador de Último Recurso Grossista
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DRP	<i>Daily Reference Price</i> (Preço Diário de Referência)
EDP	Eletricidade de Portugal
ENAGÁS	Companhia de transporte de gás natural em Espanha
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GARCH	<i>Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic</i>
GNL	Gás Natural Liquefeito
GTG	Gestor Técnico Global do Sistema de Gás Português
GTS	Gestor Técnico do Sistema de Gás Espanhol
LDP	<i>Last Daily Price</i> (Último Preço Diário)
MDP	<i>Maximum Daily Price</i> (Preço Máximo Diário)
mDP	<i>Minimum Daily Price</i> (Preço Mínimo Diário)
MWh	Mega Watt hora
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico do Gás Natural
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OTC	(mercado) <i>Over the Counter</i>
PVB-E	Ponto Virtual de Balanço Espanhol
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações do SNGN
REE	Rede Elétrica de Espanha
REMIT	Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Instalações de Armazenamento e Terminal de GNL

RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNT	Rede Nacional de transporte
ROI	Regulamento de Operação das Infraestruturas
RPGN	Rede Pública de Gás Natural
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSL	Responsável pelos Serviços de Liquidação
RT	Regulamento Tarifário
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidades Autónomas de GNL
UAS	tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
UGS	tarifa do Uso Global do Sistema
URD	tarifa do Uso das Redes de Distribuição
UTAR	tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
WT	<i>Wavelet Transform</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização e Motivação

Num mundo que tendencialmente apostará cada vez mais nas energias renováveis, o gás natural ganha uma importância renovada como combustível-ponte, servindo para ligar os combustíveis fósseis até aqui utilizados e as fontes de energia renovável. O gás natural tem como pontos a favor nesta sua utilização, o facto de ter um nível de emissões baixo e ter também um preço bastante competitivo e atrativo. Num mundo em que a dependência de eletricidade é cada vez maior, prevê-se que com o aumento das economias emergentes existirá um grande aumento do consumo de eletricidade, que resultará num muito maior consumo de gás natural, principalmente nos países fora da Europa.

A Europa tem como principal vantagem, no mercado do Gás Natural, a sua situação geográfica, já que se pode fornecer na Noruega, na Rússia, ou na Argélia, mas também em mercados mais afastados como o Irão ou a Nigéria.

Globalmente, o comércio de gás natural é feito ou por gasodutos ou através de navios metaneiros, estando o gás natural na sua forma líquida. Para a Europa Central o transporte é feito por esses gasodutos, e o gás natural é fornecido pela Rússia. No caso de Portugal tanto pode ser fornecido por gasodutos, como pode chegar por via marítima através do Porto de Sines.

Em Portugal não existe produção de gás natural, pois não existem jazidas de gás natural. O fornecimento de gás natural em território nacional é feito através de contratos a longo prazo, principalmente através da Argélia e da Nigéria. O preço do gás natural é normalmente definido através dos preços do carvão e do petróleo (abaixo do petróleo e acima do carvão).

Após o acordo entre Portugal/Espanha/Marrocos e a Argélia para a construção de um gasoduto do Magrebe, legislou-se para permitir a entrada do gás natural em Portugal. Foi acordado que seria construído um gasoduto desde a zona de produção Hassi-R'Mel até Campo Maior e que seria construída uma central de ciclo combinado (Tapada do Outeiro) para que existisse um consumo de gás natural que justificasse este investimento. O gás natural foi então introduzido em Portugal no ano de 1997, tendo o seu projeto começado em 1993.

Construiu-se a Rede Nacional de Gás Natural, principalmente no litoral do país, que compreende cerca de 1000km de gasodutos que ligam África (Argélia) à Galiza passado pelo litoral português. Foi também criada uma ramificação até Campo Maior que é um dos pontos de ligação da rede com Espanha. Adicionalmente, com o objetivo de diversificar o abastecimento da rede de gás natural, no porto de Sines, edificou-se um terminal de receção que recebe e regazeifica Gás Natural Liquefeito - GNL. Para obter uma maior flexibilidade de resposta, foi concebido um sistema de armazenamento subterrâneo de gás natural no sítio do Carriço, em Pombal. Finalmente, com o objetivo de garantir que o gás natural era levado aos mais diversos pontos do país, construíram-se 1200 quilómetros de gasodutos de alta pressão, 10000 quilómetros de redes de média e baixa pressão e quase uma dezena de unidades autónomas de gás - UAG.

Na imagem abaixo (1.1) podemos ver o estado da rede ibérica de gasodutos:

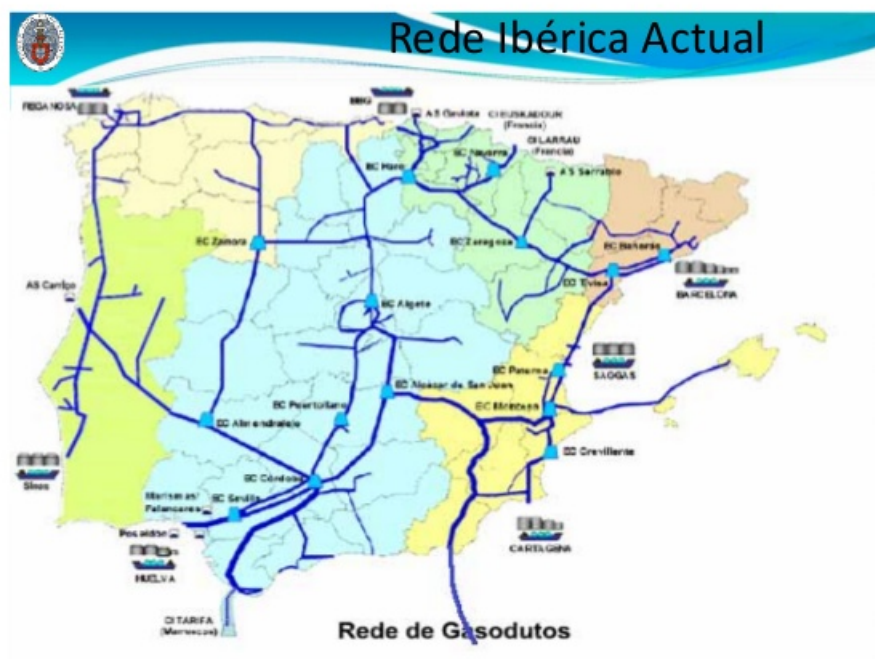


Figura 1.1: Rede ibérica de Gasodutos. Imagem retirada do documento: "A Rede Nacional de Transporte de Gás Natural". [1]

À semelhança do que acontece no mercado da eletricidade, também o mercado do gás natural está aberto à concorrência, tendo sido recentemente liberalizado. Os mercados de gás natural são operados numa base de mercado aberto, estando sujeitos a autorização concedida pelo Estado Português. A venda de gás natural aos consumidores finais é feita pelos comercializadores, que podem comprar e vender livremente o gás natural no mercado aberto ou através de contratos bilaterais.

Desde que os decretos-lei foram publicados surgiram algumas mudanças, operadas pela GALP, de modo a que esta liberalização se tornasse uma realidade o mais rapidamente possível:

- Separação da parte comercial das infraestruturas (transporte, armazenagem, terminais);

- Transferência dos ativos de regasificação e armazenamento de gás natural liquefeito no terminal de Sines da GALP para a REN;
- Regulação do mercado fica ao cargo da ERSE;
- Criação da Transgás, S.A., como comercializador de último recurso grossista;
- Criação da GALP Gás Natural, que é um comercializador livre que pode atuar em mercados atualmente fechados, de acordo com o enquadramento regulatório definido.

Portugal, neste momento, encontra-se no final de um processo de transição entre o mercado regulado do gás natural e um mercado aberto e livre. Em 2007 deu-se início à reorganização do negócio do gás natural com a liberalização do mercado. Até ao fim de 2017, todos os consumidores de gás natural deverão encontrar um comercializador no mercado, de acordo com as diretrizes da ERSE. Estes comercializadores livres têm de obter licenças da DGEG de modo a poderem operar em Portugal. Os comercializadores têm o direito de usufruir das infraestruturas do Sistema Nacional do Gás Natural, mediante o pagamento de uma tarifa regulada. Este mercado aberto traz vantagens ao consumidor do ponto de vista de escolha de comercializador pois é possível exigir as melhores condições e preços de gás natural. As ligações do mercado do gás natural nacional a Espanha são de tal forma importantes que está neste momento em fase de aprovação uma terceira ligação entre os dois países e é nesta onda de cooperação que surgiu a ideia MIBGAS, um mercado unificado entre os dois países da Península Ibérica. É neste mercado liberalizado que irá crescer o mercado ibérico do gás – MIBGAS – tornando assim o mercado da Península Ibérica um mercado bastante relevante a nível europeu.

O MIBGAS é um exemplo de um Modelo de Mercado de Gás Natural, que foi impulsionado, em cooperação pela Comissão Europeia, pela Agência de Reguladores de Energia e pelos Reguladores nacionais. Segundo este modelo, o Mercado Organizado do Gás, irá dispor de uma plataforma onde se pode negociar os produtos de entrega de gás no Ponto Virtual de Balanço e noutros locais do Sistema de Gás para vários horizontes de tempo. Todos os transportadores, distribuidores, comercializadores e consumidores diretos de gás passarão a poder vender ou comprar gás através destes produtos, em função dos seus compromissos e necessidades. Neste mercado e de acordo com o código de rede de balanço, o gestor de rede de transporte participará no Mercado Organizado de Gás para comprar ou vender o gás necessário para realizar as suas ações de balanço e assegurar a viabilidade dos programas. Este Mercado Organizado de Gás, tem uma série de pontos fundamentais para o seu funcionamento:

- Negociação de gás, feita no Ponto Virtual de Balanço ou noutro ponto ou conjunto de pontos locais;
- Contratação de capacidade independente para entradas e saídas de gás na rede;
- Balanço diário das operações;
- Firmeza nas transações no mercado e no compromisso de entrega;

- Participação do gestor de rede de transporte para realizar ações de balanço e assegurar o fornecimento.

O MIBGAS será um mercado ibérico, do género do Mercado Ibérico da Eletricidade - MIBEL, onde todas as compras e vendas de gás natural estarão concentradas. Esta nova maneira de mercado pretende assim aumentar a eficiência das trocas comerciais desta matéria prima energética. Este mercado terá potencialmente 7,3 milhões de consumidores, onde apenas 900 mil serão portugueses.

O MIBGAS surge como mais um passo na formação de um mercado único de energia a nível global, pretendendo aumentar a transparência de todo o processo. Este mercado, tem como objetivos: aumentar a competitividade dentro do setor do gás natural, harmonizar o mercado ibérico, aumentar a segurança de fornecimento e reforçar a interligação do mercado ibérico com o mercado europeu. Esta interligação com o mercado europeu ficaria sempre dependente de França, e da sua disponibilidade em permitir que a energia ibérica passasse os Pirenéus, o que não é muito fácil pois a França é também um país produtor de energia elétrica.

A ideia do MIBGAS teve início na cimeira luso-espanhola de Junho de 2014, e em Janeiro de 2015 foi dado o primeiro passo para a sua criação. Nesta cimeira foram aprovados os princípios básicos deste mercado que incluem, para além da segurança de fornecimento e de competitividade, uma simplificação e uma harmonização do quadro regulatório de ambos os países, tal como o incentivo à eficiência das atividades reguladas e liberalizadas. O MIBGAS resulta de uma parceria estratégica entre as Redes Energéticas Nacionais (REN), a ENAGÁS e Rede Elétrica de Espanha (REE).

O MIBGAS implicará uma reorganização e um redimensionamento da rede no espaço ibérico. A posição geográfica da Península Ibérica, é de toda uma vantagem no sucesso deste mercado, e é um ponto que irá fortalecer a importância do mesmo a nível europeu. Para reforçar esta ideia, existe uma terceira interligação entre Portugal e Espanha. Esta serve para conectar Celorico da Beira até Zamora e iniciará o funcionamento até ao ano de 2018, logo após serem discutidos os valores de *pacaking* (taxa de passagem do gás pelos dois países). Esta taxa está relacionada com o potencial das estruturas de armazenamento de Carriço (Portugal) e de Yela (Espanha) e demonstra uma preocupação conjunta (entre os dois países) de criar condições para a criação definitiva e eficaz do MIBGAS. Este projeto, como já referido anteriormente, serve como forma de reforçar a importância da Península Ibérica como porta de entrada do gás natural na Europa, seja por via marítima, ou por via dos gasodutos que ligam esta península ao Norte de África.

Será também importante para a realização da dissertação que se verifiquem os volumes transacionados no MIBGAS. Os consumos de energia nas centrais de ciclo combinado - maiores consumidores de gás natural - serão também avaliados. A análise de fatores de influência será importante para estruturar modelos de previsão do preço do gás.

O conhecimento do mercado MIBGAS, dos seus produtos e das variáveis que têm alguma dependência ou relação com esses mesmos preços será importante na tentativa de concretizar os objetivos desta dissertação. O MIBGAS é um mercado em expansão que irá movimentar cada vez

mais volume de gás natural nos próximos anos. Identificar os potenciais padrões de preços e criar modelos de previsão eficazes será importante para as tomadas de decisão dos Agentes de Mercado.

1.2 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se estudar o comportamento dos preços de gás no recentemente criado mercado diário grossista do gás, MIBGAS. Serão estudados os mecanismos de funcionamento e os padrões de comportamento das ofertas, procuras e preços. Pretende-se pesquisar e identificar variáveis de influência na definição de preços do mercado diário MIBGAS.

Para isso terão que se cumprir os seguintes objetivos:

- Estudar a forma de funcionamento do mercado MIBGAS;
- Recolher os dados associados aos preços de mercado que existem;
- Caraterizar os padrões dos preços do MIBGAS;
- Caraterizar padrões sazonais e mensais da evolução dos preços;
- Identificar fatores de influência na formação dos preços;
- Criar modelos de previsão do preço MIBGAS.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos, sendo o presente a Introdução (1).

No capítulo 2, é descrito o estado da arte. Neste capítulo, para além de uma caraterização do MIBGAS e dos seus produtos, é também feita uma caraterização de como é feita a comercialização do gás natural, desde a sua infra-estrutura, às tarifas de uso das mesmas. Foram recolhidas informações sobre o funcionamento do mercado do gás natural em Portugal e sobre o funcionamento do MIBGAS, sobre o seu ponto de desenvolvimento e quais as perspetivas para quando estiver perfeitamente estabelecido. Na parte final do capítulo, será explicado a previsão de consumos e preços que será feita nos capítulos seguintes desta tese. Foi criada uma base de dados segundo *papers* que serve de suporte para os métodos de previsão utilizados. Os documentos procurados tinham por temas: "previsão do consumo de gás natural" e "previsão de preços de gás natural", sendo que para este último tema foram encontrados poucos *papers* que tivessem informação relevante.

No capítulo 3, é feita uma análise aos dados, aos preços e aos padrões do MIBGAS. Os dados foram recolhidos do *website* do MIBGAS e analisados com recurso ao *Microsoft Excel* para serem identificados os potenciais padrões de mercado e que variáveis tinham ou não alguma relação com o preço de referência diário dos produtos do MIBGAS.

No capítulo 4, é feita uma caraterização dos padrões (probabilísticos) e estudo da influência das variáveis. É explicada a metodologia utilizada nos testes e os modelos de previsão criados. O trabalho realizado neste capítulo da dissertação é da responsabilidade do autor, sendo que a

criação e validação dos modelos de previsão é feita utilizando a ferramenta *nftool* do *MatLab*, que se baseia em redes neurais artificiais.

No capítulo 5, são mostrados os resultados a que se chegou no capítulo 4 e quais são os modelos de previsão que foram criados, bem como o seu erro MAPE associado. Neste capítulo são ainda analisados os resultados obtidos para cada modelo de previsão dos produtos.

No capítulo 6, são descritas as conclusões gerais a que se chegou, e para servirão os resultados obtidos nesta dissertação.

1.4 Dados e Ferramentas Utilizadas

A grande maioria dos dados recolhidos para a avaliação dos padrões dos preços nesta dissertação foram do *website* do MIBGAS, que se apresenta nas referências deste documento. Os dados relativos à produção de eletricidade nas centrais de ciclo-combinado espanholas foram retirados do *website* da rede espanhola de eletricidade.

Na análise dos preços foi utilizado o *Microsoft Excel* e para o teste e criação dos modelos de previsão foi utilizada a ferramenta *nftool* do *MatLab*. Na realização destes testes dos modelos foi criado um *script* do *MatLab* que utiliza a ferramenta acima enunciada, e realiza a operação 10 vezes.

Capítulo 2

Estado da Arte

Neste capítulo é feito o estado da arte sobre o tema abordado nesta dissertação. Primeiramente, será feito um estudo sobre o Mercado do Gás Natural a nível nacional abordando a sua estrutura e infra-estrutura, desde que o gás natural é adquirido na fonte até ser vendido ao consumidor. Numa segunda secção do capítulo estudar-se-ão as tarifas necessárias para as trocas entre as infraestruturas envolvidas no comércio do gás natural. Esta secção e a primeira estarão diretamente relacionadas. Na terceira secção do capítulo, será estudado o MIBGAS, desde as razões que levaram ao seu aparecimento, à sua maneira de funcionar e também às diferenças que apresenta em relação ao mercado do gás natural convencional. Serão abordadas as vantagens em relação ao mercado normal do gás natural e as dificuldades que existem para a sua implementação. Na secção seguinte deste capítulo, são abordados os modelos de previsão de consumo e de preço de gás, que serão estudados nos capítulos seguintes. Finalmente, na última secção do capítulo serão explicadas as redes neuronais artificiais, que são a base para as previsões efetuadas na dissertação.

2.1 Infraestruturas do comércio do Gás Natural em Portugal

Num mundo cada vez mais virado para as energias renováveis e onde o consumo de energia elétrica tende a aumentar com o passar dos anos, o gás natural tem uma função de matéria prima de transição. O gás natural é uma matéria prima mais limpa que o petróleo, que continua a ser a principal fonte de energia para fazer eletricidade no mundo. Portugal não tem no seu território jazigos de gás natural, ou seja, não é um país produtor de gás natural. Devido a este fator, e como se consome gás natural no país, existe a necessidade de o importar. O gás natural em Portugal entra através das ligações do país com Espanha (Campo Maior e Valença) e através do porto de Sines, por contratos *take-or-pay* de longo prazo, em que os principais fornecedores são a Argélia e a Nigéria. O fornecedor mais importante de Portugal, neste momento, é a Argélia, através da sua empresa Sonatrach, cujo jazigo se situa em Hassi R'Mel. O gás que é comprado segue em gasoduto até ao Estreito de Gibraltar e daí até Tarifa, prosseguindo para Badajoz, entrando em território nacional em Campo Maior. No caso do fornecimento ser feito pela Nigéria, o gás natural

chega na forma de GNL em navios metaneiros, pelo terminal portuário de Sines, onde depois é regaseificado e colocado na rede.

A imagem seguinte, dá-nos uma visão geral de como é o Porto de Sines:



Figura 2.1: Porto de Sines, fonte: REN [2]

Segundo a ERSE[7], o Serviço Nacional de Gás Natural (SNGN) assenta fundamentalmente na exploração da rede pública de gás natural, que é constituída pela Rede Nacional de Transporte, por Instalações de Armazenamento e Terminais de GNL e pela Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.

O transporte do gás natural é feito através da exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), em regime de concessão de serviço público, onde existe um Operador de rede que é também responsável pela Gestão Técnica Global do SNGN. O mesmo deve reunir as competências para garantir uma coordenação do funcionamento das infraestruturas do sistema e a cooperação com as redes interligadas.

A distribuição é feita pela exploração da RNDGN, também em regime de concessão pública, exercida em exclusivo e em regime de serviço público, e também por licenças de distribuição em redes locais autónomas, que não estão ligadas à rede de transporte.

A atividade de comercialização de gás natural é livre, mas está sujeita a licença pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Os comercializadores podem livremente vender e comprar gás natural, e para isso, têm o direito de acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL, e às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas que serão explicadas mais à frente neste capítulo.

Para a escrita das subsecções seguintes foi utilizado como base o *website* da REN [8].

2.1.1 Contratos para o uso das infraestruturas do SNGN

Segundo as "Notas Relativas ao Funcionamento Operacional do SNGN no Âmbito do Enquadramento Regulamentar da ERSE" [9], a formalização do direito de acesso às redes e às infraestruturas da Rede Portuguesa de Gás Natural (RPGN) é feita com a celebração de contratos de uso de infraestruturas, que têm de estar nos termos do Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações do SNGN (RARII)[10]. Este regulamento obriga a que existam os seguintes contratos de uso das infraestruturas:

- Contrato de Uso do Terminal de GNL;
- Contrato de Uso do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural;
- Contrato de Uso das Redes de Transporte;
- Contrato de Uso das Redes de Distribuição.

As entidades que celebram estes contratos são os agentes de mercado e os operadores das respetivas infraestruturas. Os contratos têm a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovados por iguais períodos.

É também importante salientar que, segundo a ERSE, nos contratos de uso das infraestruturas, não existe o conceito de "Capacidade Contratada", sendo que os processos de formalização do direito ao uso das infraestruturas e o processo de atribuição de capacidades para o uso das mesmas se encontra claramente separado.

2.1.2 Receção, armazenamento e regaseificação de GNL

A receção, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e a emissão de gás natural para a RNTGN, bem como o carregamento de GNL em camiões-cisterna ou navios metaneiros e a construção, manutenção, operação e exploração do Terminal de GNL de Sines, fazem parte da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. Em 2006 foi concedida a concessão desta atividade à REN Atlântico, ou seja, esta empresa do grupo REN tem o direito de utilização das infraestruturas do porto de Sines, mediante o pagamento de uma tarifa previamente estabelecida pela ERSE.

Os principais custos da REN Atlântico são na exploração do terminal na sua manutenção. A Recuperação dos Proveitos é feita através da Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

2.1.3 Armazenamento Subterrâneo

A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural compreende:

- A receção e a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, tratamento e a entrega de gás natural na rede de transporte, associado à constituição e manutenção de reservas de segurança, para fins operacionais e de natureza comercial;

- A construção, manutenção, operação e exploração da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, Pombal, Portugal.

Os operadores de armazenamento subterrâneo são as entidades concessionárias para o armazenamento, que até Maio de 2015 eram a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. Nesta data, a Transgás Armazenagem foi adquirida pela REN Armazenagem que passou a ser a totalitária da concessão, sendo o único operador de armazenamento subterrâneo em atividade no SNGN.

Tal como no ponto acima, os principais custos são na exploração e no investimento na sua manutenção. Para a recuperação dos proveitos é utilizada a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, como pode ser confirmado no documento "Tarifário do Setor do Gás Natural" [11].

Este armazenamento é feito em cavidades, em formações salinas naturais a uma grande profundidade, que estão interligadas com uma estação de gás que permite gerir as capacidades armazenadas através da injeção ou da extração de gás natural. No fim de 2015, existiam 6 cavidades de armazenamento com uma capacidade máxima de 3967 GWh (333 MNm³(n)), no sítio do Carriço, Pombal, Portugal.

2.1.4 Transporte de Gás Natural

O transporte de gás natural, neste contexto, pode ser definido por:

- Receção, transporte e entrega de gás natural através da rede de alta pressão, bem como a compensação operacional da RNTGN;
- Construção, manutenção, operação e exploração das infraestruturas da RNTGN, ligações às redes e infraestruturas do SNGN e interligações à rede de transporte do sistema espanhol e das restantes instalações necessárias à sua operação.

A concessão do transporte de gás natural em Portugal, isto é, a concessão para a utilização da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foi desde 2006 atribuída à REN Gasodutos. É também esta empresa do grupo REN a responsável por ser Operadora da Rede de Transporte.

2.1.5 Distribuição de Gás Natural

A atividade de distribuição de gás natural é composta por:

- A receção, veiculação e entrega do gás natural aos consumidores através das redes de média e baixa pressão;
- O recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAGs, a veiculação e entrega a clientes finais através das respetivas redes, quando em causa uma rede de distribuição local,;
- A construção, manutenção, operação e exploração de todas as infraestruturas integrantes da rede de distribuição e todas as infraestruturas adicionais necessárias à sua operação.

Atualmente, no SNGN, existem 11 operadores de redes de distribuição em atividade, onde 6 delas estão em regime de concessão – LisboaGás, SetGás, Lusitaniagás, PortGás, TagusGás e Beiragás – e as restantes 5 apenas têm licenças de distribuição de gás natural – Medigás, PaxGás, Dianagás, Duriensegás e Sonorgás.

2.1.6 Comercialização de gás natural

Desde Fevereiro de 2006, desde que devidamente licenciada, a comercialização de gás natural é livre. Os comercializadores têm então o direito de comprar e vender gás natural, desde que paguem para isso tarifas reguladas de acesso à rede:

- Acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL;
- Às redes de transporte e às redes de distribuição.

Os consumidores podem então escolher livremente o comercializador que bem entenderem e esta mudança não é onerada do ponto de vista contratual.

2.1.6.1 Comercialização de último recurso de gás natural

Um comercializador de último recurso está sujeito à atribuição de licença e também às obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela RPGN. O comercializador de último recurso fica sujeito à obrigação de fornecimento, nas áreas da RPGN, a todos os clientes que o solicitem, dentro da legislação aplicável.

2.1.7 Tarifas e preços de acesso às infraestruturas do setor do Gás Natural

À ERSE, enquanto entidade a que lhe compete a fiscalização e orientação do Mercado do Gás Natural, é exigida a fixação de tarifas e preços a aplicar às empresas reguladas do setor do gás natural. As tarifas reguladas que estabelecem o pagamento pela utilização das infraestruturas e atividades reguladas do setor do gás natural, são:

1. Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (UTAR), que estabelece o pagamento pela utilização das infraestruturas do terminal do porto de Sines;
2. Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (UAS), que estabelece o pagamento pelas cavernas de armazenamento subterrâneo do Carriço;
3. Tarifa de Uso da Rede de Transporte;
4. Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), que estabelece que se pague pela gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, e permite a recuperação dos desvios de atividade de compra e venda de gás natural definidos no âmbito da sustentabilidade dos mercados;
5. Tarifa do Uso das Redes de Distribuição (URD), que estabelece o pagamento pelo uso das redes de média e baixa pressão;

6. Tarifa e Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;
7. Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso;
8. Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso;
9. Tarifas de Acesso às Redes;
10. Tarifas sociais de Acesso às Redes;
11. Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso;
12. Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

As tarifas de Acesso à Rede são pagas por todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado.

Em regime de mercado as tarifas são negociadas entre as partes, sendo as tarifas de Acesso à Rede aprovadas pela ERSE. No quadro seguinte podemos observar a variação dessas tarifas nos períodos entre 1 de Julho de 2016 e 30 de Junho de 2017, relativamente ao período homólogo de 2015-2016[12]:

Tarifas de Acesso à Rede	Variação 2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (>50 milhões de m ³)	-10,6%
Clientes em MP e BP> (> 10000m ³)	-29,4%
Clientes em BP< (< 10000m ³)	-19,1%

Tabela 2.1: Variação anual das tarifas de acesso às redes

A tarifa de Venda a Clientes Finais, que é aplicada pelos comercializadores de último recurso, é obtida quando se adicionam as tarifas reguladas de Acesso às Redes, de Comercialização de Último Recurso e de Energia.

É possível decompor as várias tarifas e atividades que compõem a tarifa regulada e a tarifa de venda a clientes (não regulada).

2.1.7.1 Decomposição da tarifa regulada

Existem quatro atividades principais no Mercado de Gás Natural, e são elas:

1. Aquisição de Gás Natural;
2. Comercialização de Gás Natural;
3. Transporte de Gás Natural;
4. Distribuição de Gás Natural.

Cada uma das atividades acima está relacionada com o pagamento de certas tarifas, que são indispensáveis para a sua exploração e para a operação de cada uma das atividades.

No caso da "Aquisição de Gás Natural" existem:

- A tarifa do Uso do Terminal;
- A tarifa do Uso do Armazenamento Subterrâneo;
- A tarifa do Uso da Rede de Transportes (das componentes de entrada);
- A tarifa do Aprovisionamento de gás.

A soma destas tarifas acima enunciadas dá origem à Tarifa de Energia (regulada).

O comercializador do SNGN – Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento da atividade regulada. Em 2016 e 2017, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás de 2016-2017 foi de: 1,753 cent€/kWh, para 2016 e o mesmo para 2017, ambos considerados à saída[12].

No custo de aquisição de gás natural, além do custo de aquisição de energia, existem os "outros custos" que são os custos da utilização das infraestruturas de gás natural, nomeadamente:

Custos	2016/2017
Custo unitário terminal	0,101853
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05529
Custo unitário imob.RE	0,00431
Custo unitário rede transporte	0,02229
Custo unitário (Custos GGN)	0,01165
Custo unitário total	0,20207

Tabela 2.2: Custos das infraestruturas de gás natural (preço em cent€/kWh)

No caso da "Comercialização de Gás Natural" existe uma tarifa que Custo Comercial, que é a Tarifa de Comercialização (regulada).

No caso do "Transporte de Gás Natural" existem as tarifas:

- de Uso da Rede de Transporte (componentes de saída);
- de Uso Global do Sistema.

No caso da "Distribuição de Gás Natural" existe a tarifa do Uso da Rede de Distribuição.

A combinação das tarifas do "Transporte de Gás Natural" e da "Distribuição do Gás Natural" dá origem à Tarifa de Acesso às Redes (regulada).

2.1.7.2 Decomposição da tarifa de venda a clientes (não regulada)

Desta maneira, as tarifas associadas à aquisição e comercialização de gás natural dão origem a uma tarifa não regulada de Energia e Comercialização. No caso das etapas de transporte e distribuição de gás natural, a combinação das suas tarifas continua a dar origem a uma tarifa regulada de Acesso às Redes.

2.1.7.3 Tarifas de gás natural para o 2016-2017

Esta subsecção foi escrita tendo por base o documento [12].

As tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

1. Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL);
2. Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo;
3. Tarifas de Uso da Rede de Transporte;
4. Tarifa de Uso Global do Sistema;
5. Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão;
6. Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;
7. Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso;
8. Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso;
9. Tarifas de Acesso às Redes;
10. Tarifas Sociais de Acesso às Redes;
11. Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso;
12. Tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

Explicação de cada tarifa:

- Tarifa 1 – UTRAR – é aplicada pelo operador do terminal de GNL e paga pelos utilizadores do terminal. Esta tarifa tem como objetivo recolher proveitos da utilização dos serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal.
O preço de energia do serviço de receção de GNL é igual a 0,00028332(€/kWh).
- Tarifa 2 – UAS – é aplicada pelo operador de armazenamento subterrâneo e paga pelos utilizadores de armazenamento subterrâneo. Tem o objetivo de obter proveitos da utilização do armazenamento subterrâneo.

- Tarifa 4 – UGSort ou UGSord – esta tarifa divide-se em duas, conforme se está a tratar da operação numa rede de transporte ou de uma rede de distribuição de gás natural. Esta tarifa é paga pelos operadores das redes de distribuição e pelos clientes em AP, MP ou BP, e é constituída por duas parcelas: operação do sistema (parcela I) e desvios de aquisição de energia (parcela II).

Para clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

A parcela II não é aplicada aos centros eletroprodutores.

Preço de cada parcela da Tarifa de Uso Global do Sistema:

Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	EUR/kWh
Energia	0,0008415

Tabela 2.3: Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II>	EUR/kWh
Preço base, clientes finais em AP	0,00038136
α – constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD	0,00032075

Tabela 2.4: Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema

Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II<	EUR/kWh
Preço base, clientes finais em AP	0,00038136
α – constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD	0,00006041

Tabela 2.5: Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema

Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema:

- Tarifa 3 – URTort ou URTord – também esta tarifa é dividida em duas, dependendo de se estar a tratar de uma rede de transporte ou de uma rede de distribuição de gás natural. A tarifa é paga pelos operadores das redes de distribuição, pelos clientes em AP, e pelos agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada na RNTGN. É também paga pelos clientes em MP e BP (rede de distribuição).

Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte deve proporcionar os proveitos permitidos pela atividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados da exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Esta tarifa apresenta preços de Entrada e de Saída, sendo considerados os pontos de entrada os pontos de interligação internacional de Valença do Minho e de Campo Maior, o terminal de GNL (Sines) e o armazenamento

Tarifa de Uso Global do Sistema	Preços (EUR/kWh)
Entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário	0,00084135
Entregas a clientes de AP	0,0012271
Entregas aos operadores das redes de distribuição	0,00122251

Tabela 2.6: Preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

subterrâneo (Carriço). Os pontos de saída são também os pontos de interligação internacional, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo e os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade dos clientes).

- Tarifas 5 – URDmp, URDbp> e URDbp< – neste caso trata-se de um conjunto de três tarifas que são aplicadas em redes de distribuição de gás natural, mas que têm diferença na sua pressão. Cada uma das tarifas é aplicada pelo operador das redes de distribuição e é paga pelos "Clientes em MP e BP", pelos "Cliente de BP> com consumos anuais superiores a 10.000m³" e pelos "Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores a 10.00m³.

Nos três casos, ou seja, independentemente do nível de pressão e do consumo, para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

- Tarifa 8 – COMbp> ou COMbp< – este conjunto de tarifas é aplicado pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes que tenham consumos anuais superiores a 10.000m³ ou consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000m³. Esta tarifa é aplicada para obter proveitos em serviços de contratação, faturação e cobrança e está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para todos os níveis de fornecimento.
- Tarifa 7 – TEbp> ou TEbp< – estas tarifas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso, devido ao fornecimento de gás natural, aos consumidores, dependendo dos seus consumos anuais. Também está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.
- Tarifa 9 – é aplicada pelo operador da rede de transporte a clientes em AP e pelo operador da rede de distribuição de gás natural em clientes MP e BP. Esta tarifa é devido à utilização das redes de transporte, distribuição e os seus serviços associados e está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Neste caso existem várias opções tarifárias, que são as seguintes:

- Tarifas de longa utilização:
 - * A capacidade utilizada é contratada por um período de 12 meses;
- Tarifas de curta utilização:
 - * A capacidade utilizada é contratada por um período de 12 meses, mas o preço da capacidade utilizada é menor;

- * Esta opção é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.

– Tarifa flexível:

- * Contratação diária:

- A capacidade diária corresponde ao máximo consumo diário registado;
- O preço da capacidade diária nos meses de Verão (Abril a Setembro) tem um fator de agravamento (5,32) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações;
- O preço da capacidade diária nos meses de Inverno (Outubro a Março) tem um fator de agravamento (8,87) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.

- * Contratação exclusivamente mensal

- A capacidade base anual contratada é nula;
- A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura;
- O preço da capacidade mensal nos meses de verão tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações;
- O preço da capacidade mensal nos meses de inverno tem um fator de agravamento (2,5) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.

- * Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão

- A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura diz respeito.
- A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
- O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas durações. O preço da capacidade mensal nos meses de verão tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.

Do escrito acima podemos concluir que o preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte é maior nos meses de inverno, no caso dos clientes cuja entrega de gás natural é em AP, sejam em tarifas de curtas ou tarifas flexíveis (de contratação mensal).

- Tarifa 11 – esta tarifa é aplicada pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos seus clientes, devido ao fornecimento regulado de gás natural a retalho, independentemente dos seus consumos anuais. Estas tarifas são aplicáveis durante o período transitório.

2.1.8 Preços dos Serviços Regulados para 2016-2017

2.1.8.1 Enquadramento Regulamentar

Como consultado no relatório anual da ERSE[12], e segundo os artigos 62.º, 120.º e 243.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC)[13] em vigor, cabe à ERSE a fixação dos valores seguintes:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural;
- Quantia mínima a pagar em caso de mora;
- Preço de leitura extraordinária.

Do mesmo modo, os artigos 170.º e 181.º do RRC[13] em vigor, ditam que a ERSE deverá aprovar:

- Encargos com a rede a construir;
- Valores de referência para as tarifas, com os custos que existiram devido à integração nas redes de polos de consumo existentes;
- Fatores a considerar no cálculo do sobre-custo de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10.000m³ (n).

Estes preços anteriormente referidos devem ser aprovados pela ERSE depois de serem propostos pelos operadores de redes ou pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

2.1.9 Custo para o transporte de GNL por camião cisterna

Segundo a diretiva n.º10/2015 da ERSE, o valor que o operador da rede de transporte pode aceitar que lhe seja transferido, por parte dos agentes de mercado que utilizam o transporte de GNL por camião cisterna, para efeitos de cálculo da tarifa de uso da rede de transporte, nos termos previstos no Regulamento Tarifário[11], em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e a UAG, é o que resultam da aplicação da fórmula:

$$Ca = F \times E \times Dist + TF \quad (2.1)$$

Onde :

- Ca(€) – custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte;

- $F(\text{€/ (MWh} \times \text{km)})$ – fator multiplicativo definido anualmente pela ERSE;
- $E \text{ (MWh)}$ – energia transportada em cada cisterna;
- (km) – distância reconhecida para cada UAG.

No ano gás 2015-2016 os valores foram os seguintes:

- $F = 0,0078 \text{ €/ (MWh} \times \text{km)}$
- $TF = 102 \text{ €}$

2.1.10 Impacto no Preço Médio das Tarifas por Atividade

Nesta subsecção serão avaliados os impactos no preço médio das tarifas de cada uma das atividades do sistema de gás natural. A evolução dos preços será representada em três estados diferentes: o primeiro estado corresponde ao ano gás 2015-2016, no segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016-2017 para as diferentes infraestruturas e o terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2016-2017 e os respetivos impactes tarifários.

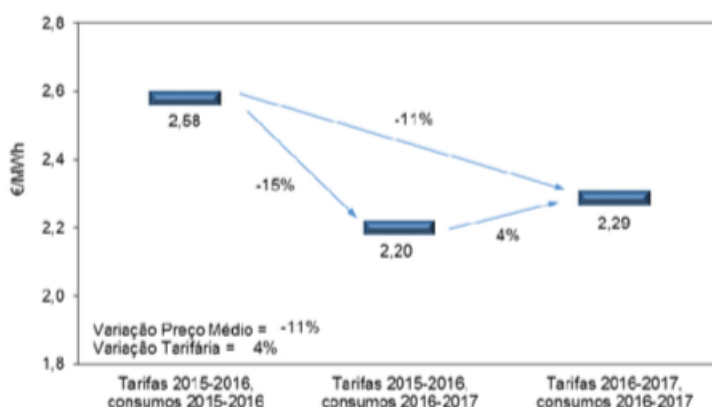


Figura 2.2: Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Retirado de [3].

Como se pode ver na figura 2.2 o preço médio irá tendencialmente diminuir (variação é igual a -11% enquanto a tarifa aumenta (variação = 4%).

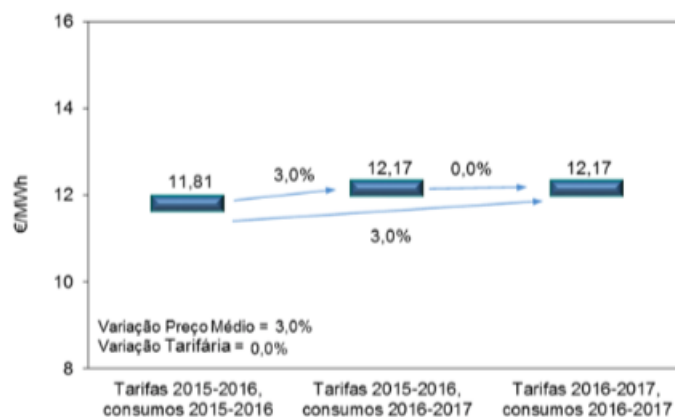


Figura 2.3: Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Retirado de [3].

Neste caso o preço médio vai subir embora a variação tarifária seja igual a 0.

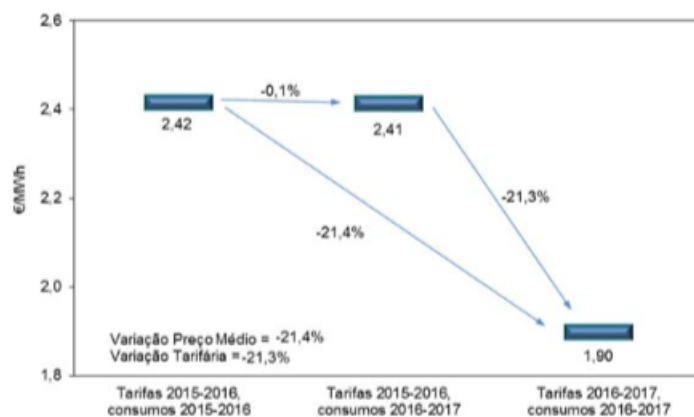


Figura 2.4: Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Retirado de [3].

Aqui, ambas as variações são negativas. A variação do preço médio é igual a -21,4% e a variação tarifária é igual a -21,3%.

2.1.11 Estrutura do Preço Médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016-2017

Nas figuras seguintes será apresentada a estrutura do preço médio das tarifas e Acesso às Redes, decomposta pelas tarifas que a constituem: tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

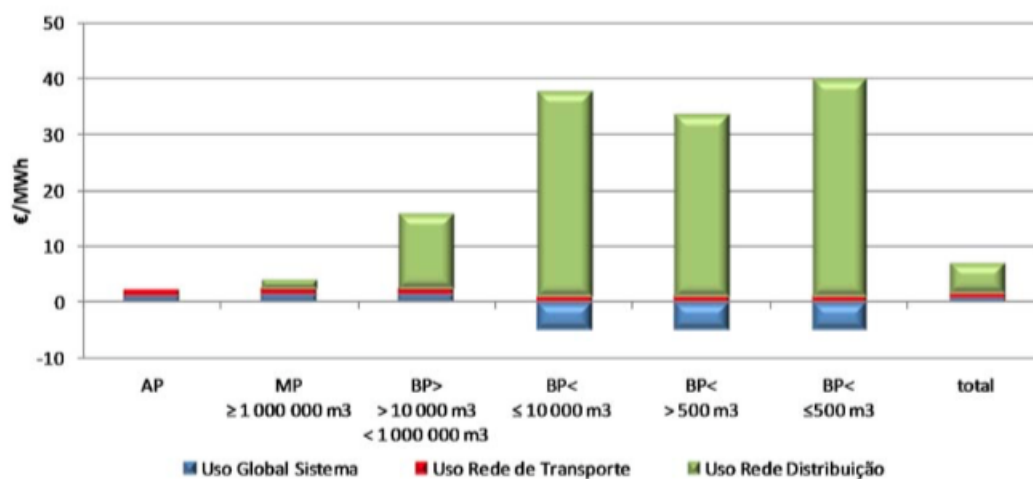


Figura 2.5: Preço médio das tarifas de Acesso às Redes. Retirado de [3].

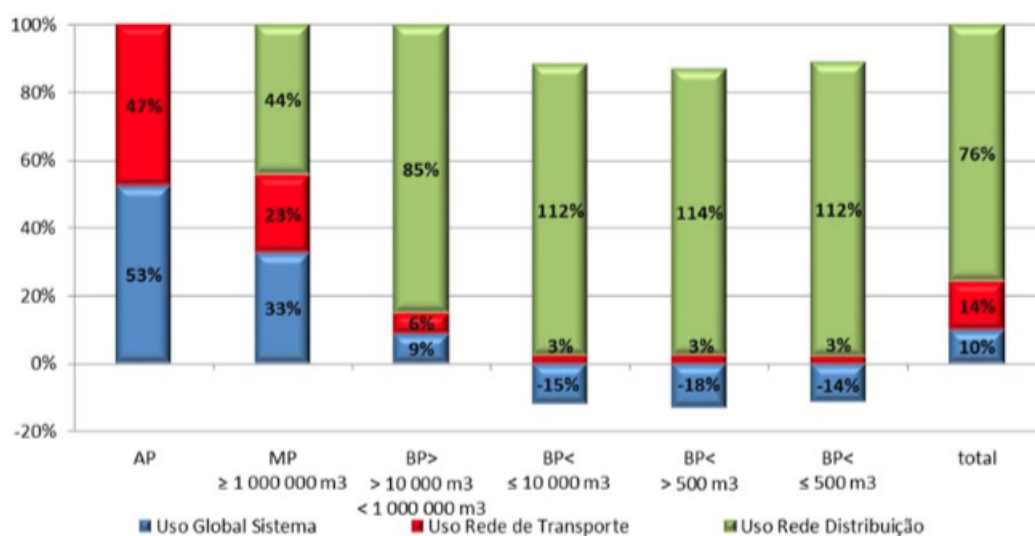


Figura 2.6: Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes. Retirado de [3].

Na figura 2.7 podemos observar o valor das receitas do setor do gás natural. Nesta figura ilustra-se o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre. Estas receitas de aceso incluem quer o aceso aplicável a clientes, quer o aceso aplicável a comercializadores.

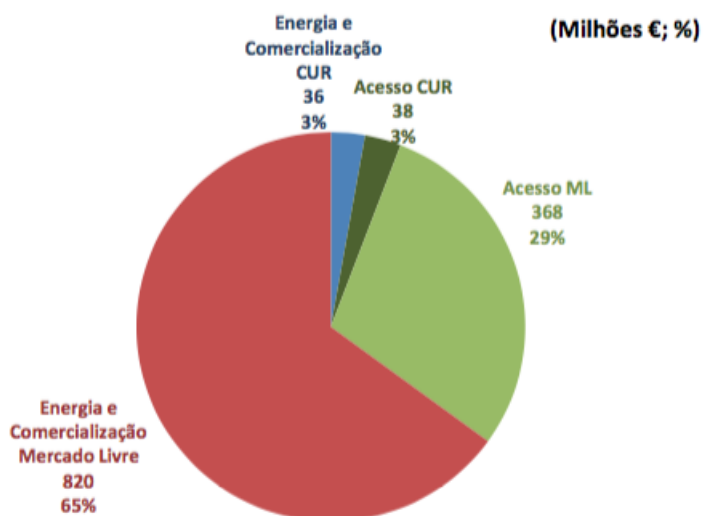


Figura 2.7: Estrutura das receitas do setor do gás natural (valores em Milhões de €;%). Retirado de [3].

2.2 Mercado Ibérico do Gás – MIBGAS

Os conceitos necessários para a escrita desta secção foram retirados do *website* do MIBGAS [6].

O Conselho e o Parlamento Europeu definiram as normas necessárias para um mercado interior de gás natural na União Europeia. Assim, a Comissão Europeia, a ACER e os Reguladores nacionais implementaram o Modelo de Mercado de Gás Europeu ("Gas Target Model").

Os conceitos fundamentais que definem este Mercado Organizado de Gás são:

- Negociação de gás no Ponto Virtual de Balanço ou num conjunto de outros pontos locais;
- Contratação de capacidade independente para entradas e saídas de gás na rede;
- Balanço diário das operações;
- Firmeza das transações no mercado, com compromisso de entrega;
- Participação do gestor de rede de transporte para realizar ações de balanço e assegurar o fornecimento.

2.2.1 Regras do Mercado Organizado de Gás

Neste novo Mercado Organizado de Gás, estas regras afetam as seguintes entidades:

- Mibgas, S.A., como Operador do Mercado Organizado do Gás;
- O Responsável dos Serviços de Liquidação, Mibgas S.A.;
- Enagás GTS, S.A.U., como Gestor Técnico do Sistema de Gás Espanhol;

- REN Gasodutos, S.A., como Gestor Técnico Global do Sistema de Gás Português;
- O resto dos Agentes de Mercado

No MIBGAS, a língua oficial, na qual serão escritas as suas regras será o espanhol, enquanto a língua oficial da Plataforma de Negociação é o inglês.

2.2.1.1 Mercado Ibérico do Gás – MIBGAS

A sociedade MIBGAS S.A., foi definida como Operador do Mercado Organizado de Gás, e como tal, é responsável pela gestão do Mercado Organizado de Gás, desempenhando as seguintes funções:

- Formalizar e aceitar a admissão de eventuais Agentes;
- Definir e listar os produtos admitidos a negociação;
- Receber as ofertas de venda e de aquisição de gás, e de quaisquer outros produtos relativos à cadeia de fornecimento de gás que possam ser negociados, efetuando a validação e gestão das mesmas;
- Publicar diariamente os preços e volumes negociados para cada um dos produtos do mercado, assim como os preços de referência e, entre eles, aqueles que serão utilizados nas liquidações de desbalanços;
- Realizar diretamente ou através de um terceiro as liquidações dos processos de mercado, a faturação e os processos de cobranças e pagamentos, assim como a gestão das garantias do mercado;
- Comunicar a cada Gestor Técnico, ou às entidades a que corresponda, a informação associada às transações realizadas pelos Agentes de mercado, conforme venha a ser estabelecido no normativo aplicável;
- Informar os Agentes, com a maior brevidade possível, sobre acontecimentos ou incidências que possam afetar o normal funcionamento do mercado;
- Garantir o normal funcionamento da plataforma de Mercado;
- Enviar à plataforma da ACER a informação exigida no REMIT que seja da sua responsabilidade.

Em 2007, foi assinado pelos Ministro da Indústria, Turismo e Comércio de Espanha e o Ministro da Economia e da Inovação de Portugal o "*Plano de Compatibilização da regulação do setor energético entre Espanha e Portugal*". Ambos os governos decidiram criar vários grupos de trabalho que tinham como objetivo criar e desenvolver o mercado ibérico do gás natural e devido à importância dos dois países na receção de GNL, perspetivar a sua afirmação no mercado internacional.

O MIBGAS tem como objetivo, entre outros:

- Aumentar a competitividade dentro do setor do gás natural;
- Contribuir para a harmonização e racionalização do mercado ibérico do gás natural;
- Fomentar a liquidez e a transparência com uma negociação em condições de igualdade, transparência e objetividade para todos os agentes participantes;
- Contribuir para aumentar a segurança do fornecimento e o reforço das interligações ibéricas com a Europa.

2.2.2 Estrutura Organizativa do MIBGAS

A estrutura organizativa do MIBGAS tem por base a experiência que foi adquirida quando foi criado o Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL). Foi então criado um Comité de Coordenação do MIBGAS, que é integrado por entidades reguladoras de Portugal e Espanha (ERSE e CNE, respetivamente), que tem como principal objetivo coordenar e supervisionar os trabalhos deste mercado do gás.

2.2.2.1 Agentes que atuam no MIBGAS

Os operadores dos sistemas de gás natural são a ENAGAS e a REN.

Pela criação do MIBGAS, ficam sujeito às obrigações e direitos, os seguintes sujeitos:

- Gestores técnicos do sistema: asseguram a coordenação do funcionamento das redes de gás natural e das infraestruturas a elas ligadas;
- Operadores das redes de transporte: têm a função de planear, construir, manter e operar as infraestruturas de transporte do gás natural;
- Operadores dos terminais de GNL: garantem a operação dos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- Operadores de armazenamentos subterrâneos: garantem a operação dos armazenamentos subterrâneos;
- Operadores das redes de distribuição: têm a função de planear, construir, manter e operar as infraestruturas de distribuição do gás natural;
- Operadores logísticos de mudança de comercializador: asseguram a gestão do processo de mudança de fornecedor;
- Comercializadores: empresas que vendem gás natural aos consumidores ou a outros comercializadores, utilizando as infraestruturas do sistema;
- Consumidores finais: compram energia para consumo próprio ao comercializador;

- Consumidores diretos do mercado: usam o seu direito de acesso às infraestruturas do sistema para que chegue gás natural às suas instalações;
- Operadores de mercados organizados: se existirem, são as entidades responsáveis pela gestão dos mercados organizados.

2.2.2.2 Princípios de Funcionamento do MIBGAS

Os princípios segundo os quais deve operar o MIBGAS são os seguintes:

1. Separação de Atividades

As atividades liberais (transporte e distribuição de gás natural, receção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento de gás natural) ocorrem em ambiente concorrencial, e como tal devem ser separadas de modo a evitar algum conflito de interesses. Existe uma separação ao nível contabilístico, jurídico e funcional. Há também uma separação de propriedade mediante a limitação da participação acionista no capital dos gestores de sistema. Finalmente, há uma proibição de compra e venda de gás natural por parte dos operadores de infraestruturas, excetuando, obviamente, necessidades técnicas e de operação que devem ser cumpridas.

2. Modelo de acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural

Como dito anteriormente, a liberalização do mercado do gás natural tem como componente fundamental a garantia de acesso regulado de terceiros a todas as infraestruturas do gás natural.

As regras de acesso devem assentar em princípios de não discriminação, transparência e objetividade, permitindo a todos os comercializadores e consumidores diretos do mercado a utilização das infraestruturas, desde que cumpram os requisitos necessários.

3. Metodologia de retribuição das atividades reguladas e cálculo dos preços de acesso às infraestruturas de gás natural

As atividades reguladas são a operação das redes de transporte, a gestão técnica do sistema, a operação dos terminais de GNL, a operação dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, a operação das redes de distribuição e a comercialização de último recurso.

A retribuição das atividades reguladas deve cumprir os princípios gerais:

- (a) Garantir a recuperação do investimento;
- (b) Obter uma rentabilidade razoável;
- (c) Incentivar uma gestão eficiente.

A estrutura do sistema de preços em Portugal e Espanha deve permitir a recuperação dos custos associados às atividades reguladas.

4. Convergência de preços de acesso

Existe uma grande necessidade de harmonizar os sistemas de tarifas de acesso, de modo a garantir uma igualdade, a nível ibérico.

A regulação dos preços de acesso e das regras de balanço devem manter o mercado competitivo e serem compatíveis com a criação de um mercado regional de gás natural. Deve haver uniformidade nos princípios aplicáveis ao cálculo das tarifas, mas os preços em ambos os países devem ser diferenciados, para de cada um assumir os custos dos respetivos sistemas.

5. Modelo de contratação do acesso, balanço das infraestruturas de gás natural e atribuição de capacidade

O modelo de balanço de gás natural, deve ter as seguintes características:

- Uma única zona de balanço em cada país;
- Período de balanço diário;
- As margens de tolerância de balanço permitidas aos utilizadores devem convergir;
- Existir um sistema de penalidades por desequilíbrio.

2.2.3 Comercialização de gás natural no MIBGAS

2.2.3.1 Proteção dos consumidores

No MIBGAS, os consumidores de gás natural devem ser protegidos (assim, como todos os outros intervenientes no mercado). Como medidas de proteção podem ser destacadas:

- As obrigações do serviço público devem ser cumpridas;
- A qualidade de serviço deverá sempre ser maior;
- Acesso à informação;
- Garantir que a tomada de decisão do consumidor é após obter o máximo de informação possível;
- Garantir que o consumidor tem informação sobre os seus direitos e sobre as suas obrigações.

2.2.3.2 Harmonização de licenças de comercialização

A nível ibérico, não devem haver dificuldades administrativas para desenvolver a atividade de comercialização. Para tal, devem-se harmonizar os procedimentos, regras, obrigações e direitos adotados por ambos os países. Este processo tem como objetivo principal estabelecer um procedimento de autorização de comercializadores de âmbito ibérico consistente. Isto será importante para a abertura do mercado, uma vez que todos têm acesso à infraestruturas e todos podem vender gás natural.

É necessário então, para obter uma licença de comercialização no MIBGAS:

- Análise dos enquadramentos legais, técnicos e económicos para exercer a atividade de comercialização em Portugal e Espanha. As condições para obter uma licença em cada um dos países deve ser imposto pela CNE e pela ERSE.
- A CNE e a ERSE devem também estudar as obrigações e os direitos dos comercializadores, e observar as diferenças entre os dois países.
- Elaboração de uma proposta pelas entidades competentes de cada país com os requisitos e condições de detalhe necessários para o licenciamento da atividade de comercialização de gás natural a nível ibérico.
- Criação de um registo ibérico de comercializadores de gás natural, gerido conjuntamente pelas entidades competentes de cada país.

2.2.4 Gestão técnica do sistema e segurança de fornecimento

2.2.4.1 Coordenação entre operadores de sistema

Os regulamentos do MIBGAS preveem que existam dois gestores técnicos de sistema, a ENAGAS em Espanha e a REN em Portugal. A sua atividade tem como objetivo principal garantir que exista continuidade e segurança de fornecimento.

A atividade de Gestão Técnica do Sistema deve então ser desenvolvida num quadro comum de normas ou códigos de rede, que têm de ser aprovadas pela entidade reguladora de cada um dos países.

É obrigatório, para garantir a idoneidade de todo o sistema, que o GTS seja separado dos grupos empresariais que exercem atividades liberalizadas de compra e venda de gás natural neste mercado.

2.2.4.2 Inter-operabilidade e compatibilização de procedimentos e normas técnicas

Os procedimentos e as normas técnicas da operação de rede devem ser compatíveis com um modo de implementação de um mercado ibérico de gás natural. Devem existir:

- **Trocas de informação de operação entre os dois sistemas:** ENAGAS e REN devem chegar a acordo sobre protocolos de troca de informação para uma operação adequada no sistema ibérico. Os sistemas de intercâmbio de informação devem permitir interfaces simples com os restantes agentes de mercado
- **Procedimentos de gestão de interligações:** ENAGAS e REN, devem analisar que aspetos é que são propícios a criar uma dificuldades à circulação de gás, em ambos os sentidos, e devem criar e manter um mercado eficiente.

2.2.4.3 Obrigações de armazenamento e reservas de segurança de gás natural

Segundo o Acordo de 8 de Março de 2007, os governos dos países constituintes do MIBGAS são obrigados a preparar um acordo sobre a manutenção de reservas de segurança de gás natural, a nível ibérico. Este acordo terá de incluir procedimentos e coordenação que garantam a identificação, controlo e inspeção das reservas de segurança, e garantam a disponibilidade e capacidade de mobilização das reservas em situações de emergência, ou falta de fornecimento de gás natural em qualquer um dos países.

Para situações excepcionais ou emergências, deve ser elaborado um protocolo de atuações, pelos operadores de sistema, para posterior aprovação.

As reservas mínimas de segurança devem ser analisadas em conjunto, pelos dois países, de modo a serem mais facilmente mobilizadas para o país onde ocorra a situação excepcional ou de emergência.

2.2.5 Supervisão e desenvolvimento do MIBGAS

2.2.5.1 Transparência de preços

No mercado livre que se pretende que exista, há uma eliminação do sistema de tarifas reguladas de venda de gás natural para o consumidor final. Juntando isto a uma falta de referência de preços de mercado, a comparação de preços entre agentes é dificultada. Na transição entre um mercado oligopolista e regulado, para um mercado concorrencial e livre, existe falta de informação, principalmente para os pequenos consumidores, que tem de ser minimizada. Está nos direitos fundamentais destes consumidores que eles tenham acesso à informação necessária, para tomarem a decisão do comercializador que irão escolher da forma mais informada possível.

O conhecimento dos preços de compra de gás natural nos mercados internacionais, bem como o conhecimento dos preços de venda de gás natural oferecidos pelos comercializadores aos consumidores finais é fundamental para o acompanhamento do mercado por parte das autoridades reguladoras.

Medidas para fomentar a transparência nos preços do gás natural no mercado liberal:

- As autoridades reguladoras devem ter acesso à informação dos preços reais do aprovisionamento de gás natural no mercado ibérico para conseguirem publicar um índice de referência da evolução desse preço;
- São necessárias obrigações de transparência dos preços oferecidos aos consumidores finais, principalmente aos pequenos consumidores (segmento doméstico);
- Deve ser sempre preservado o segredo estatístico e salvaguardada a privacidade das estratégias comerciais das empresas e consumidores, seguindo as melhores práticas internacionais.

2.2.5.2 Mecanismos de atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos

Para que o MIBGAS seja realmente eficaz e benéfico, é necessário que a atribuição de capacidade em Espanha e Portugal seja harmonizada. A contratação do acesso aos terminais de GNL, aos armazenamentos subterrâneos de gás natural e às interligações entre Portugal e Espanha, tem de ser eficaz.

1. Mercado Primário de Capacidade

O mercado primário é a capacidade oferecida diretamente pelo titular da infraestrutura de gás natural.

Neste mercado, é importante:

- O critério de atribuição é por ordem de solicitação, desde que exista capacidade suficiente para todas as necessidades dos agentes;
- Os direitos de capacidade a longo prazo devem estar limitados a uma percentagem máxima da capacidade das infraestruturas;
- Devem ser evitadas situações de congestionamento contratual;

Nas situações de congestionamento ou escassez de capacidade, deve optar-se por atribuir a capacidade mediante certos critérios de mercado, para que esta situação seja solucionada.

As receitas obtidas em cada país, através dos mecanismos de prevenção de congestionamento, devem reverter para os consumidores de cada país, nomeadamente reduzindo as tarifas de acesso.

2. Mercado secundário de capacidade

O mercado secundário é o mercado que ocorre entre os comercializadores que adquiriram o gás natural no mercado primário. Neste contexto são estabelecidos os seguintes princípios:

- Os direitos de capacidade de entrada podem trocar-se livremente ou em mercados secundários de capacidade;
- A capacidade de saída deve estar associada ao consumidor final: o comercializador que fornece o consumidor final fica com a correspondente capacidade de saída;
- A capacidade não utilizada deve ser posta à disposição do mercado;
- Onde existirem congestionamentos, devem ser implementados mecanismos de mercado para a atribuição de capacidade. A regulação deverá promover a atribuição de capacidade mediante leilões entre os agentes interessados.

2.2.5.3 Mercados grossistas de gás natural

No recente mercado liberalizado, existe grande liberdade na compra e venda de gás natural por parte dos consumidores e comercializadores.

A compra de gás natural pode acontecer da seguinte maneira:

- Contratos bilaterais de longo prazo com produtores internacionais;
- Mercados *spot* internacionais;
- Mercado livre de contratação bilateral (mercado OTC), no ponto de balanço do sistema (exemplo: Reino Unido, Holanda);
- Mercados organizados geridos por um Operador de Mercado.

Devido à produção própria de gás natural na Península Ibérica ser muito reduzida, quase todas as quantidades de gás natural devem ser importadas de países produtores. Os comercializadores devem ter uma carteira de contratos de aprovisionamento de gás natural baseada em contratos de longo prazo, embora estes contratos tenham um grau de flexibilidade reduzido.

A procura de gás natural é feita sazonalmente, motivada pelo inverno, e a curto prazo a procura é muito inelástica a sinais de preço. Para responder a estas variações, é necessária flexibilidade para se adaptar a oferta às variações (previsíveis) de procura. No entanto, em Espanha e Portugal, os principais consumidores de gás natural, são as centrais de ciclo-combinado que utilizam esta matéria prima de modo a produzir energia elétrica.

Os comercializadores ajustam as suas necessidades de gás natural a curto prazo da seguinte forma:

- Utilização dos armazenamentos de gás natural do sistema;
- Contratação de gás natural nos mercados *spot* internacionais;
- Contratação de gás natural nos mercados diários OTC dentro do sistema de gás natural;
- Gestão da procura mediante contratos de interruptibilidade.

O acesso dos comercializadores ao armazenamento e às ferramentas de flexibilidade do sistema é vital para a liberalização do sector:

- O armazenamento subterrâneo permite cobrir variações diárias e sazonais na procura de gás natural;
- O armazenamento de GNL cobre as variações motivadas pela oferta descontínua de aprovisionamento em navios metaneiros;
- O armazenamento em gasoduto permite cobrir os requisitos de flexibilidade no intra diário;
- O funcionamento do mercado diário OTC complementa as ferramentas de flexibilidade do sistema de gás natural.

2.2.6 Agentes de Mercado

Os Agentes de Mercado são “pessoas coletivas” que, após adquirirem a condição de Sujeito Habilitado, assinado o Contrato de Adesão e cumprido os requisitos estabelecidos nas Regras do Mercado Organizado, estão autorizados a negociar neste mercado. Os Agentes de Mercado podem negociar produtos para entrega no sistema português, para entrega no sistema espanhol, ou para entrega nos dois sistemas.

Podem adquirir o estatuto de Agente, todos os sujeitos registados em Portugal ou Espanha que sejam: comercializadores, transportadores ou distribuidores de gás natural, consumidores diretos do Mercado, GTS ou GTG. Podem também adquirir este estatuto todos os sujeitos que realizem operações de compra e venda de gás natural com os restantes participantes no Mercado sem acederem a instalações de terceiros.

Os Agentes têm sempre de cumprir as diretivas do Mercado, como dizem as suas Regras e como ele declara conhecer na assinatura do Contrato de Adesão.

O Agente de Mercado pode deixar de o ser, por iniciativa própria, se o GTS ou o GTG comunicarem ao Operador de Mercado a sua suspensão do sistema espanhol ou português, respetivamente. O RSL pode também suspender a Conta de Consolidação associada ao Agente.

2.2.7 Funcionamento do Mercado Organizado do Gás

Segundo consultado na página oficial do MIBGAS[6], as negociações no Mercado acontecem em Sessões de Negociação onde podem ser negociados um ou mais produtos, por cada sessão. Cada Sessão de Negociação, pode ter dois tipos de negociação: Leilão ou Mercado Contínuo.

Os produtos que serão negociados estão listados na Plataforma de Negociação, e estarão lá até serem negociados.

Os Agentes ou os seus representantes negociam os produtos mediante a carteira de negociação que tiverem, ou seja, se um agente só tem uma carteira de negociação para o sistema espanhol só pode negociar produtos para entrega nesse sistema, e o mesmo acontece com o sistema português. Se o Agente tiver adquirido uma carteira de negociação para cada um dos sistemas pode, obviamente, negociar a entrega do produto em qualquer um dos países.

2.2.7.1 Cassação de Ofertas de Leilão

Seguindo o documento sobre as “Regras do Mibgas” [14], disponibilizado na sua página *web*, é realizada uma cassação das ofertas de venda e compra para cada produto leilado, utilizando o método de cassação simples. Este método é capaz de obter, de forma independente, o preço marginal do produto, bem como a quantidade a atribuir a cada Agente de Mercado.

O preço de cassação de cada produto é igual ao preço do ponto de corte das curvas agregadas de compra e venda do referido produto. Para cada produto é estabelecida uma ordem de precedência das ofertas de venda, do menor preço até ao maior. Se existirem ofertas ao mesmo preço, então, estas ofertas estão na mesma ordem de precedência.

O método de cassação simples é desenvolvido da seguinte maneira:

- Obtenção do preço marginal do produto, pela determinação do ponto de cruzamento entre as curvas de compra e venda;
- Atribuição a cada Agente, por cada oferta de venda, da quantidade de produto correspondente, sempre que o preço da referida oferta seja inferior ou igual ao preço marginal, com a consideração das regras de distribuição ao preço marginal;
- Atribuição a cada Agente, por cada oferta de compra, da quantidade de produto correspondente, sempre que o preço da referida oferta seja superior ou igual ao preço marginal, com a consideração das regras de distribuição ao preço marginal.

Se as curvas agregadas de compra e venda coincidem num trecho horizontal, o preço marginal é o da última oferta de venda e compra cassada. Se acontecer num trecho vertical, o preço é calculado como o valor médio entre o preço superior e o preço inferior, arredondado em alta.

Após se obter o preço marginal de cada produto, são atribuídas as quantidades entre as ofertas, segundo os seguintes critérios:

1. É aceite, ao preço marginal, a quantidade oferecida para um produto, das ofertas cujos preços ficaram abaixo do referido preço marginal;
2. É aceite, ao preço marginal, a quantidade oferecida para um produto, das ofertas cujos preços ficaram acima do referido preço marginal;
3. Como as curvas de compra e venda podem originar indeterminações na atribuição das quantidades, pode ser necessário a aplicação de um critério de distribuição. Se o cruzamento das curvas ocorrer num trecho horizontal deve-se:
 - (a) Se estivermos na presença de uma oferta de venda, o excesso é deduzido proporcionalmente nas ofertas cujo preço coincida com o preço máximo das ofertas de venda cassadas;
 - (b) Se existir um excesso na oferta de compra, este excesso é deduzido proporcionalmente nas ofertas cujo preço coincida com o preço mínimo das ofertas de compra cassadas;
 - (c) Para evitar desajustamentos após as deduções de quantidade, deve-se:
 - i. A quantidade atribuída que não corresponda a um valor inteiro deve ser truncada a um valor inteiro.
 - ii. É avaliado o desajustamento D. O valor desse desajustamento indica o número de ofertas que devem aumentar a sua atribuição em 1 unidade de negociação para o produto correspondente para corrigir o desajustamento.
 - iii. Aumenta-se a atribuição de uma unidade de negociação a um número D de ofertas que entraram na distribuição.

2.2.7.2 Ofertas de compra e venda no Mercado Organizado

As oferta de compra de um Agente significam um compromisso firme, que o Agente comprará o produto em causa. Por outro lado, cada oferta de venda significa que o Agente se compromete à entrega do produto no sistema com quem está a negociar.

Para as ofertas devem ser especificadas as seguintes informações:

- Produto oferecido e a respetiva quantidade;
- Preço do produto oferecido;
- Tipo de oferta (compra ou venda);
- Condições da oferta.

Estas ofertas têm de ser apresentadas através de uma Carteira de Negociação. Adicionalmente, estas ofertas só podem ser enviadas quando a Sessão de Negociação está aberta.

As ofertas de compra ou venda podem ser de vários tipos: simples, com condições, *Market Order*, *Fill AND Kill*, *Fill OR Kill*, *Iceberg*. Estes tipos de ofertas podem ser caracterizadas da seguinte forma:

- Ofertas Simples – incluem a quantidade de produto, o preço solicitado e a possibilidade de cassação parcial. A quantidade de produto não cassada mantém-se no Livro de Oferta. As ofertas simples têm validade variável, sendo que podem ser para um só dia, como também podem ser validas nos dias após serem colocadas no Livro de Oferta.
- Ofertas com condições – estas ofertas são classificadas de acordo com certas condições à sua execução.
- *Market Order* – apenas incluem para a quantidade de produto a adquirir ou a vender. Casam com as ofertas mais competitivas em sentido contrário que existem no livro de ofertas, independentemente do seu preço. Ao contrario das ofertas simples, a parte não cassada da oferta também é retirada do livro de Oferta.
- *Fill AND Kill* – incluem a quantidade de produto a adquirir ou entregar e o seu preço. Existe a possibilidade de cassação parcial, e a parte não cassada é eliminada do Livro de Ofertas. Estas ofertas não têm a possibilidade de ser canceladas pelo Agente de Mercado.
- *Fill OR Kill* – estas ofertas incluem a quantidade de produto a adquirir ou a entregar e o seu preço. Neste tipo de oferta a cassação parcial não é admitida, sendo que se não for toda a quantidade cassada a oferta é eliminada completamente.
- *Iceberg* – incluem a quantidade de produto a adquirir ou entregar, uma pequena amostra e o seu preço. No Livro de Ofertas é apenas a parte da amostra que é mostrada aos Agentes de Mercado. As ofertas deste tipo também têm uma validade variável. É um tipo de oferta que tem de ser validado e pode ser cancelada quando existe a possibilidade desse momento.

As negociações no Mercado Organizado têm duas formas de suceder: leilões ou mercado contínuo.

Os leilões podem ser de vários tipos:

- Leilão de abertura: decorrem no momento de abertura da sessão de negociação. Os preços do leilão de abertura serve de referência para o preço de abertura do Mercado Contínuo. Este é o DRP – *Daily Reference Price* – Preço de Referência Diário.
- Leilão face a eventos: são criados, por exemplo, devido à alta volatilidade do preço de um produto, o aparecimento de uma necessidade de compra de um produto, etc. Neste caso o Operador de Mercado interrompe a sessão do mercado contínuo para introduzir este leilão especial.
- Leilão de encerramento: têm lugar no final da sessão de negociação, depois do período de mercado contínuo.

As ofertas no mercado de Leilão têm as seguintes características:

- Ofertas simples ou ofertas com condições que possam ser incorporadas nos leilões;
- As ofertas têm a informação da quantidade a entregar e o preço pedido;
- Podem ser incorporadas no leilão ofertas de três tipos:
 - Ofertas simples, e antigas, de outros leilões, e são automaticamente incorporadas no início do leilão atual;
 - Ofertas válidas da anterior Sessão de Negociação que o Operador considere ainda necessárias;
 - Ofertas simples recebidas durante a fase de receção de ofertas do leilão atual;
- As ofertas têm a opção de:
 - Serem exclusivas para um só leilão;
 - Estender a sua validade para a Sessão de Negociação Contínua, no caso de não terem sido adquiridas na Sessão de Leilão;
 - Admitem ser adquiridas apenas parcialmente.

2.2.7.3 Mercado Contínuo

No caso do Mercado Contínuo, as ofertas são enviadas para a sessão de negociação, quando esta está no estado de Mercado Contínuo (quando não está no tipo de leilão). Existem dois tipos de ofertas: simples ou com condições.

Para modificar ou criar novas ofertas, o Operador de Mercado, por iniciativa própria ou a pedido do Comité de Agentes (e sempre após consultar este último) pode propor a modificação

ou a definição de novas ofertas para o Mercado Contínuo. Estes novos tipos de oferta têm de ser aprovados pela Resolução de Mercado.

No Mercado Contínuo, as cassações de ofertas são sempre feitas ao preço mais favorável, ou seja, uma oferta de compra a um preço elevado e uma oferta de venda a um preço mais reduzido têm sempre prioridade, em relação as restantes ofertas. Se as ofertas tiverem o mesmo preço, a que foi feita primeiro tem prioridade.

2.2.7.4 Notificações aos Gestores Técnicos

O Operador de Mercado tem a função de enviar todos os dias, ao Gestor Técnico, notificações sobre as transações efetuadas nas sessões de negociação. Estas notificações incluem a soma de todas as energias correspondentes às transações de compra e de venda com entrega em cada dia gás para cada sujeito com participação no Mercado Organizado do Gás.

Estas informações têm de ser publicadas na Plataforma do Mercado de modo a que sejam verificadas e fiscalizadas.

2.2.8 Faturação, Cobranças e Pagamentos

Os processos de faturação, gestão de cobranças e pagamentos, e garantias serão prestados pelo RSL, que serve de vendedor perante os compradores e de comprador perante os vendedores.

2.2.9 Preços de Referência dos produtos e Definições Importantes de uma Sessão de Negociação

Preço de Referência Diário Em todos os dias de negociação, serão publicadas as informações relativas às transações efetuadas nesse dia, o seu tipo de produto, o período e o local de entrega. Para esses produtos é calculado um Preço de Referência Diário. Este é o preço médio ponderado de todas as transações realizadas nas sessões de negociação para um determinado produto. É calculado, para um produto p , pela seguinte fórmula:

$$\text{Preço de Referência Diário} = \frac{\sum_i^{N_p} (P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_p} Q_i} \quad (2.2)$$

Onde:

- N_p : número de transações realizadas na sessão de negociação para o produto p ;
- P : preço da transação;
- Q : quantidade de produto cassada na transação.

Preço de Leilão Diário

Preço de anulação do Leilão numa Sessão de Negociação para um determinado produto, que é calculado de acordo com a regra "Cassação de Ofertas em Leilões". Caso não tenha havido nenhuma transação de produto no leilão se na sessão de negociação, este preço não será publicado.

Último Preço Diário

É o preço da ultima transação durante a Sessão de Negociação. Se não tiver existido nenhuma transação durante o dia, não será publicado nenhum preço.

Preço Diário Máximo

É o preço máximo, das transações, durante a Sessão de Negociação. Se não tiver existido nenhuma transação durante o dia, não será publicado nenhum preço.

Preço Diário Mínimo

É o preço mínimo, das transações, durante a Sessão de Negociação. Se não tiver existido nenhuma transação durante o dia, não será publicado nenhum preço.

Volume Diário Negociado

É a soma do volume de todas as transações que aconteceram durante uma Sessão de Negociação, para um determinado produto.

Valor Diário Negociado

É a soma dos valores de todas as transações que aconteceram durante uma Sessão de Negociação, para um determinado produto.

Índice MIBGAS-ES

Este é o preço médio ponderado de todas as transações realizadas para um dia gás com entrega no PVBE, em todas as sessões de negociação que foram terminadas. Este índice é calculado para um dia gás d, com uso da seguinte formula:

$$\text{Índice MIBGAS} - ES = \frac{\sum_i^{N_d} (P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_d} Q_i} \quad (2.3)$$

Onde:

- N_d :número de transações realizadas de produtos diários e intra-diários com entrega no PVBE e correspondentes ao dia gás d;
- P: preço da transação;
- Q: quantidade de produto cassada na transação.

Preço de Referência de Gás de Operação

É o preço médio ponderado de todas as transações realizadas pelo GTS para um dia de gás para a aquisição de gás de operação. Este preço é calculado para cada dia de gás d, de acordo com a seguinte formula:

$$\text{Preço de Referência de Gás de Operação} = \frac{\sum_i^{N_d} (P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_d} Q_i} \quad (2.4)$$

Onde:

- N_d :número de transações realizadas pelo GTS para a aquisição de Gás de Operação correspondentes ao dia gás d;

- P: preço da transação;
- Q: quantidade de produto cassada na transação.

2.3 Métodos e ferramentas de previsão

2.3.1 Redes Neurais Artificiais

As Redes Neurais Artificiais podem ser vistas como representações do sistema nervoso humano, e baseiam-se no mesmo princípio dos neurónios. O conhecimento dos neurónios, ou neste caso, da rede, é adquirido pelo ambiente e guardado nas suas conexões. Segundo o documento "Redes Neurais Artificiais" [15], muitos investigadores acreditam que estas redes são o método que mais se aproxima à criação dos sistemas inteligentes, devido à sua capacidade potencial de ultrapassar a combinação computacional normal.

As Redes Neurais Artificiais apresentam as seguintes características:

- Aprendizagem e geração: conseguem, a partir de uma parte, ou de apenas alguns dados, criar uma rede para o todo;
- Processamento paralelo: conseguem realizar várias operações simultaneamente, reduzindo assim o seu tempo de processamento;
- Não linearidade: característica particularmente importante, porque a generalidade dos problemas reais não são lineares;
- Adaptatividade: consegue-se adaptar a eventuais mudanças de ambiente;
- Robustez: permite processar ruído ou dados incompletos de uma forma eficiente.

2.3.1.1 Aprendizagem e Treino da Rede Neuronal Artificial

Utilizando a ferramenta *nftool* do *MatLab*, as redes neuronais artificiais de previsão são realizadas pelo método de Levenberg-Marquardt[16].

Dado um determinado conjunto de dados, é construído um modelo, onde as variáveis de entrada têm de ter uma boa relação com o objetivo ou *target*. Este conjunto de entrada é então dividido entre dados para criação da rede e dados para o treino da mesma. O conjunto de dados de *target* também é dividido, tendo de ter o mesmo número de linhas que o determinado conjunto de entrada. Com o conjunto de entrada principal e o *target* a rede é criada, e com as restantes variáveis de entrada que foram separadas, a rede é treinada, tendo um resultado que é a previsão que foi feita pela Rede Neuronal Artificial.

Resumidamente, esta rede recebeu os estímulos de entrada, organizou-os em concordância com o *target* e, após receber novo estímulo dos dados de treino foi capaz de produzir um resultado de acordo com esses mesmos dados, utilizando as características aprendidas pela rede de foi criada.

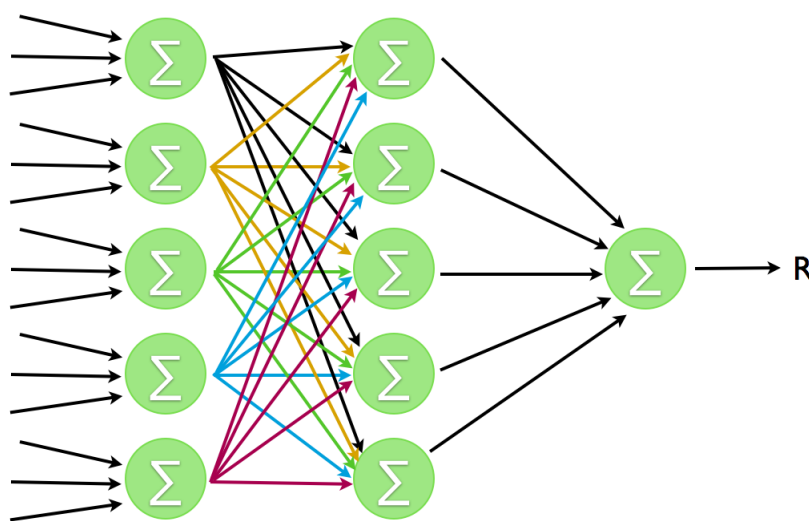


Figura 2.8: Exemplo teórico de uma rede neuronal artificial. Fonte:[4]

Na figura 2.8, podemos ver um exemplo explicativo do funcionamento da rede neuronal. O primeiro conjunto de "bolas a verde" representa o *target* que é relacionado com o conjunto de entrada (setas à esquerda). Este relacionamento dá origem à rede, que nesta imagem é representada pelas setas multicoloridas. Estas setas estimulam então os dados de treino (representados pelo segundo conjunto de "bolas a verde") que dá origem a um resultado final.

2.3.2 Métodos e ferramentas de previsão de preços do Gás Natural

Devido à óbvia e forte relação entre o consumo de gás natural e a evolução do seu preço, tem de se abordar e prever também os consumos do gás natural. No entanto, nesta dissertação foram utilizados valores já disponíveis para o consumo durante o período estudado, como poderá ser visto mais à frente.

2.3.2.1 Métodos de previsão de consumo de gás natural

Para a realização deste segmento do documento, foram consultados vários *papers* e estados da arte. Numa primeira fase foi consultado o documento: "*Forecasting natural gas consumption*" [17], que trata da previsão do consumo de gás natural. A bibliografia e as referências consultadas por Soldo na realização do seu documento podem ser vistas no próprio documento que se encontra em anexo.

Segundo Soldo: Berndt e Watkins[18], Al-Jarri e Startzman[19], Al-Fattah e Startzman[20] fizeram uma previsão do fornecimento anual de gás natural. Durmayaz et al[21]. estimou o consumo sazonal de gás natural em Istambul; Sarak e Satman[22], estimaram os consumo anual de gás natural, em residências na Turquia. Siemek et al.[23], investigaram o consumo anual de gás na Polónia; Cavallo[24], Gorucu e Gumrah[25] fizeram a previsão do consumo anual de gás natural em Ankara; Imam et al.[26] e Gutierrez et al.[27], examinaram o consumo anual de gás natural

em Espanha, Huntington[28], desenvolveu um método estatístico para verificar o consumo anual de gás natural pela indústria, nos Estados Unidos da América; Aydinalp-Koksal e Ugursal[29], Jiang et al.[30] que previu o consumo anual de gás natural em áreas chave na China, Chen et al.[31] previu o consumo anual de gás natural na China, Ma e Wu[32] previram o consumo e a produção de gás natural, entre 2008 e 2015, também na China. Maggio e Cacciola[33], Reynolds e Kolodziej[34], Xie and Li[35], Erdogdu[36], Forouzanfar et al.[37], previram o consumo anual, nas áreas residenciais e comerciais do Irão; Li et al.[38], Ma e Li[39], Toksari[40], Valero e Valero[41], Behrouznia et al.[42]. Xu e Wang[43], estimaram o consumo de gás natural na China entre 2009 e 2015.

A previsão do consumo de gás natural é investigada em diferentes áreas, diferentes horizontes e como tal existem métodos de abordagem ao problema diferentes, porque têm de ser usados *inputs* diferentes. Neste tipo de problemas existem vários graus de complexidade que obrigam a que existam vários tipos de dados que têm de ser utilizados para a resolução do problema.

Segundo Soldo, Hubbert[44][45] no seu trabalho utiliza estatísticas anuais da produção e das reservas dos combustíveis fósseis. Os mesmos dados são utilizados por Maggio e Cacciola[33] devido à orientação da curva de Hubbert. Devido ao trabalho destes autores, existe toda uma linha de outros autores que utiliza estes dados como forma de investigar o consumo numa base de previsão para vários anos, e a um nível nacional, como Siemek et al.[23], Xu e Wang[43], Ma e Wu[32], Chen et al.[38], Gutierrez et al.[27], Forouzanfar et al.[37]. Além dos dados básicos, alguns autores como Reynolds e Kolodziej[34] utilizaram dados extra aos da curva de Hubbert. Sarak e Satman[22], para as suas previsões, para além dos consumos no setor residencial, utilizaram o grau de aquecimento e o número de residências nas cidades. No seu *paper* Huntington[44][45] previu, através de redes neuronais, o consumo industrial de gás natural e utilizou, entre outras, como variáveis de *input*:

- Consumo de combustíveis fósseis;
- Preço do gás natural;
- Preço do gás natural para a indústria;
- Preço do combustível e da eletricidade;
- Preço do combustível destilado;
- Preço dos produtos petrolíferos;
- Preço do carvão;

Ferramentas de previsão de consumo

B. Soldo no seu artigo [17] refere que uma das principais técnicas para previsão de consumos é a curva de Hubbert. Nos seus artigos, Hubbert investigou as estatísticas anuais da produção de combustíveis fósseis, chegando a uma conclusão que as diversas curvas tinham semelhanças entre

si: cada curva começa devagar, até subir e até chegar a um ponto de inflexão que se torna côncava, no sentido descendente.

Outro género de ferramentas que podem ser utilizadas para prever o consumo de gás natural, são os métodos estatísticos e probabilísticos. Estes métodos já são utilizados desde a década de 1960. Balestra e Nerlove[46] encontram-se entre os primeiros que foram registados a utilizar estes métodos estatísticos e utilizaram também séries temporais para a previsão do consumo de gás natural.

Citando o documento: "*Forecasting with artificial neural networks: the state of the art*" [47], as redes neuronais foram originalmente desenvolvidas para imitar os processos biológicos do cérebro humano. Neste método, cada nó recebe um sinal de *input* com informação dos outros nós, ou com estímulos externos, processa o sinal internamente e produz um sinal de *output* para os outros nós ou para algum recetor externo. Embora individualmente o processo seja algo lento, quando são vários neurónios ao mesmo tempo torna-se um processo rápido e bastante eficiente. A primeira aplicação deste método como método de previsão foi no ano de 1964.

Resumindo as conclusões a que chegou B. Soldo no seu documento, entre 1949 e 2004, ou seja, em 55 anos, foram publicados 29 *papers* sobre a previsão de consumos. No entanto entre 2004 e 2010 foram publicados 47 *papers*. Estes artigos científicos que foram publicados podem ser divididos em:

Area de previsão:

- Nível mundial;
- Nível nacional;
- Nível regional;
- Nível da distribuição de gás;
- Nível dos consumidores individuais.

Horizonte de previsão:

- Por hora;
- Por dia;
- Por mês;
- Por ano;
- Vários dos acima, combinados.

Dados do consumo de gás natural utilizados:

- Por hora;
- Por dia;

- Por mês;
- Por ano.

Ferramentas de previsão:

- Modelo de Hubbert;
- Modelo de Grey;
- Modelo estatístico;
- Modelo econométrico;
- Modelo das redes neurais;
- Modelo matemático;
- Modelo que combine os itens acima.

2.3.2.2 Previsão dos preços do gás

Como base para esta parte da dissertação, foi utilizado o documento com o título: "*Short-term electricity demand and gas price forecasts using wavelet transforms and adaptive models*" [48]. Este *paper* apresenta algumas técnicas de previsão para o consumo de energia e a previsão do preço do gás para o dia+1. Estas técnicas combinam *wavelet transform* (WT) com modelos adaptativos. Uma *wavelet* é uma onda com amplitude que se inicia em zero, aumenta, e depois diminui novamente até ao zero com que se iniciou. Para criar os modelos adaptativos, são utilizados filtros *Kalman*, ou filtros de partículas que estão continuamente a adaptar os parâmetros de teste.

A previsão de preços de gás natural nestas condições ainda é um tema muito pouco desenvolvido. No entanto, existem vários textos e *papers* disponíveis sobre a previsão de preços de eletricidade, utilizando redes neurais artificiais. Para esta dissertação estudaram-se esses documentos como base de estudo de métodos de previsão, sendo que esses métodos serão adaptados para a situação em análise neste documento.

Previsão de preços de eletricidade com redes neurais artificiais

À semelhança do que se irá passar no MIBGAS, e dos efeitos que um bom reconhecimento de padrões e bons modelos de previsão do preço, é referido no documento "*Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: A neural network approach*" [49], no novo paradigma de mercado em que nos situamos, uma boa previsão a curto-prazo do preço da eletricidade irá ser vital para a definição de estratégias de mercado por parte dos comercializadores e dos consumidores do mesmo. Ainda no estudo deste artigo é utilizada uma rede neuronal, treinada pelo algoritmo Levenberg-Marquardt, de modo a tentar prever os preços da eletricidade para maximizar os lucros dos agentes de mercado. Este artigo utiliza dados da região continental espanhola e da Califórnia,

EUA. Gareta, R.[50] desenvolveu um artigo no mesmo tema, em que reforça a importância das redes neurais de 3 camadas, na previsão dos preços da eletricidade, como medida para aumentar a competitividade dos mercados energéticos.

Garcia, R.C.[51] no seu documento, onde desenvolve um modelo de previsão de preço da eletricidade pelo método GARCH – *Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic* – volta a citar a importância de uma boa previsão de preços tanto em mercados *spot* como em mercados de contratos a longas durações.

Estes documentos citados acima demonstram e suportam a validade dos métodos de previsão, com a utilização de redes neurais artificiais, utilizando o algoritmo de Levenberg-Marquardt para previsão de preços de eletricidade. Nesta dissertação, estes métodos serão adaptados aos mercados de gás natural.

Capítulo 3

Análise de padrões de preços do MIBGAS

O terceiro capítulo deste documento será constituído por uma análise aos dados disponíveis sobre o Mercado Ibérico do Gás – MIBGAS. Os dados recolhidos têm início em Dezembro de 2015 (16/12/2015) e terminam no dia 1 de Maio de 2017. Uma vez que o MIBGAS está operando apenas em Espanha, os valores obtidos são para esse país e tendo o mercado começado a sua atividade apenas em Dezembro de 2015, os dados relativamente a esse ano são escassos. Existiram apenas cinco transações, divididas por quatro dias diferentes durante o ano de 2015. O ano 2016 está completo e servirá como base principal da análise, uma vez que a grande maioria das suas características (preços de produtos) é conhecida. Em primeiro lugar será feita uma análise geral aos dados recolhidos, por ano, e após esta análise geral será feita uma análise produto a produto. A análise produto a produto mostrará os padrões que podem ser reconhecidos neste mercado e como evolui o preço de cada produto relativamente à altura do ano em que nos encontramos e à quantidade de produto consumida.

3.1 Apresentação dos Produtos do MIBGAS

Os produtos que são comercializados atualmente no MIBGAS, são apresentados a seguir, numa lista de abreviaturas e definições:

Definições:

- **Preço de Referência Diário** – É o preço médio ponderado de todas as trocas de um produto específico numa Sessão de Negociação. Os preços dos produtos do MIBGAS são expressos em €/MWh;
- **Preço diário de leilão (Preço de abertura)** – É o preço de leilão de um produto específico que corresponde ao seu preço na Sessão de Negociação;

- **Último preço diário (Preço de encerramento)** – É o preço da última troca numa Sessão de Negociação;
- **Preço Diário Máximo** – É o preço mais alto de todas as trocas que ocorreram numa Sessão de Negociação;
- **Preço Diário Mínimo** – É o preço mais baixo de todas as trocas que ocorreram numa Sessão de Negociação;
- **Preço Referência para Balanço de Tarifas** – Preço que serve de referência para os ajustes a serem feitos no balanceamento e calculo de tarifas;
- **Volume diário trocado** – É a soma de todo um produto específico que foi transacionado numa Sessão de Negociação;
- **Índice MIBGAS** – É o preço médio ponderado de todas as trocas que já existiram em todas as Sessões de Negociação de um Dia Gás;
- **Volume MIBGAS** – É a soma de todo o volume de produto transacionado, com entrega no próprio Dia Gás no Ponto Virtual de Balanço Espanhol (PVBE). O volume transacionado no MIBGAS é expresso em MWh;

Produtos disponíveis atualmente no MIBGAS:

Significado das siglas:

- GWDES – Gás para entrega *Within-Day* no PVB-ES;
- GDAES_D+X – Gás para entrega no *Day-Ahead* no pvb-ES.
- GBoMES – Gás para entrega no resto do mês (*Balance of Month*) no pvb-ES.
- GMAES – Gás para entrega no *Month-Ahead* no pvb-ES.

Definições dos produtos:

- GWDES – Produto intra-diário (*Within-Day*) para entrega física no Ponto Virtual de Balanço espanhol (PVB-ES). Preço de referência único por produto para comercialização no próprio dia.
- GDAES_D+1 – Produto de entrega diária (*Day-Ahead*) no PVB-ES. Preço de referência único por produto para comercialização no dia anterior.
- GDAES_D+2 – Produto de entrega diária (*Day-Ahead*) no PVB-ES. Preço de referência único por produto comercializado dois dias antes.
- GDAES_D+3 – Produto de entrega diária (*Day-Ahead*) no PVB-ES. Preço de referência único por produto comercializado três dias antes.

- GBoMES – Produto para o resto do mês (*Balance of Month*). Preço de referência único para o produto que é entregue desde o dia seguinte à sua comercialização até ao fim do mês onde se encontra.
- GMAES – Produto para entrega no mês seguinte (*Month-Ahead*) no PVB-ES. Preço de referência único por produto comercializado no mês anterior à sua entrega.

3.2 Análise geral dos dados do MIBGAS

As transações no MIBGAS iniciaram-se em Dezembro de 2015, no entanto só no ano de 2016 a aquisição de produtos começou a ser mais regulares, embora nos primeiros meses do ano ainda não existissem trocas do produto para entrega no mês seguinte (GMAES). Devido a ser um mercado recente e em expansão, é natural que sejam transacionados baixos volumes e que não exista uma grande continuidade das transações dos produtos, principalmente dos produtos diários (GDAES) para entrega D+2, D+3, D+4 e D+5 dias após a sua aquisição. Estes produtos são os que movimentam uma menor quantidade de volume de gás natural no MIBGAS.

A primeira transação do MIBGAS aconteceu no dia 16/12/15 e, por isso, existem apenas quinze dias para analisar neste ano. Desses quinze dias, em apenas quatro deles existiram transações de produtos no MIBGAS, sendo que apenas houve cinco transações nos quatro dias.

O MIBGAS foi inaugurado com a transação de 50MWh, do produto GDAES_D+1 (produto para entrega no dia seguinte), no dia 16/12/2015. Estes 50MWh foram então entregues no dia 17/12/2015.

É também importante referir que durante o ano de 2015 não existiu nenhum leilão, sendo que os produtos foram então transacionados durante as Sessões de Negociação do MIBGAS.

3.2.1 Análise aos valores dos volumes de gás natural transacionados

O ano de 2016 foi o ano em que o MIBGAS começou a ser utilizado de forma mais regular em Espanha, após a sua implementação em Dezembro de 2015. Nos primeiros seis meses do ano não foram transacionados produtos para entrega mensal, isto é, produto que é transacionados em qualquer altura do mês, mas que a sua entrega será feita durante todo o mês seguinte. Neste período só existiu volume transacionado nos produtos para entrega diária, produtos esses que eram transacionados e depois entregues no próprio dia, ou um, dois, três ou quatro dias depois. Desde Junho de 2016, passou-se a transacionar todos os produtos apresentados acima, sendo que os de maior importância são os produtos de aquisição e entrega no mesmo dia (GWDES) e o produto de aquisição para entrega no dia seguinte (GDAES_D+1). Estes dois produtos são os que têm maior volume transacionado durante todo o período estudado. Também em 2017 os produtos referidos acima são os que mais volume movimentam, seguidos pelo produto para entrega no mês seguinte (GMAES). É, também, observável na figura 3.1 que os volumes dos produtos aumentam bastante em 2017, relativamente a 2016. Desde o meados de 2016 que os produtos são transacionados com uma regularidade quase diária, sendo poucas as situações em que isto não se verifica.

A figura 3.1 representa o volume total de gás natural transacionado:

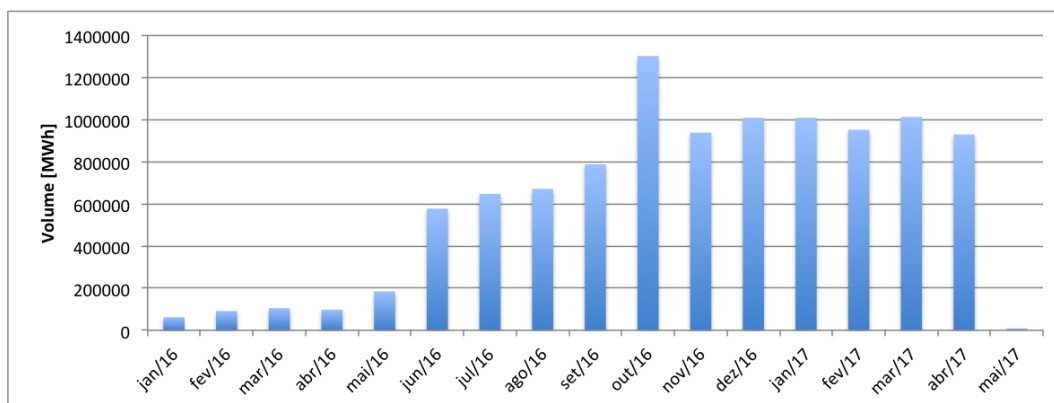


Figura 3.1: Volume de gás natural transacionado por mês durante o período estudado.

No ano de 2016 foi transacionado um volume total de **6478503MWh**, enquanto que em 2017, durante o período estudado (até 1 de Maio) foi transacionado um volume total de **3913171MWh**, ou seja, entre Janeiro e Abril de 2017 (os dados de Maio correspondem a apenas um dia), transacionou-se sensivelmente metade do volume do ano anterior, o que indica e é observável nas figuras 3.1 e 3.2, que a tendência do mercado é de aumentar o seu volume transacionado, e do mercado assumir uma importância maior na globalidade do comércio do gás natural em Espanha (e eventualmente em Portugal, quando for inaugurado).

No gráfico seguinte está representado o volume de gás natural transacionado por produto, durante todo o período estudado:

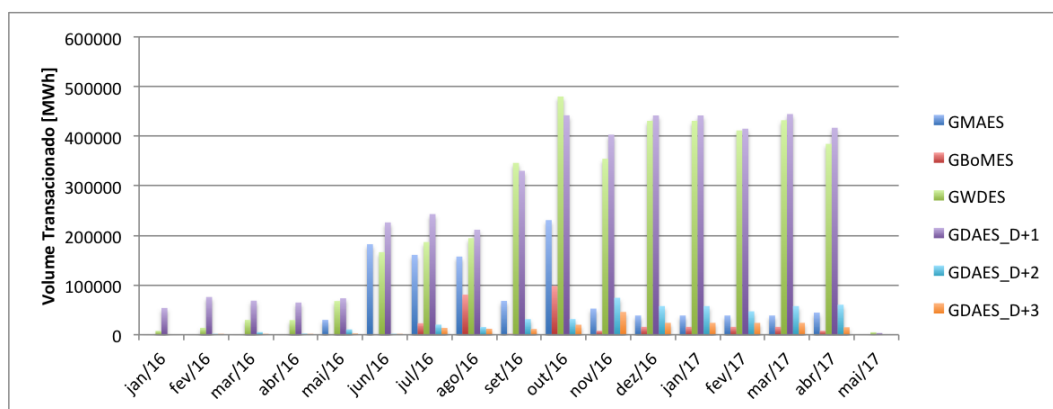


Figura 3.2: Volume de gás natural transacionado por cada produto, no MIBGAS, durante o período estudado.

Ao interpretar a figura 3.2, podemos confirmar que os produtos com maior volume transacionado são os de entrega no próprio dia (GWDES) ou para entrega no dia seguinte à sua negociação (GDAES_D+1). Nota-se também que é desde o mês de Junho que o mercado começa a estar mais estabilizado e que desde então há um maior volume a ser transacionado.

3.2.2 Produção de eletricidade com o uso de GN em Espanha

O consumo está relacionado com os preços impostos nos mercados, qualquer que seja o produto que está a ser adquirido. Desta forma, e não fugindo à regra, os mercados de gás natural estão dependentes dos consumos do mesmo em Espanha. O principal consumidor desta matéria prima é a indústria de produção de energia elétrica, que através das centrais de ciclo-combinado consome grande parte do gás natural que é adquirido nos mercados. Na figura 3.3 podemos observar como evolui a produção de eletricidade em Espanha em centrais de ciclo-combinado, onde uma das matérias primas utilizada é o gás natural.

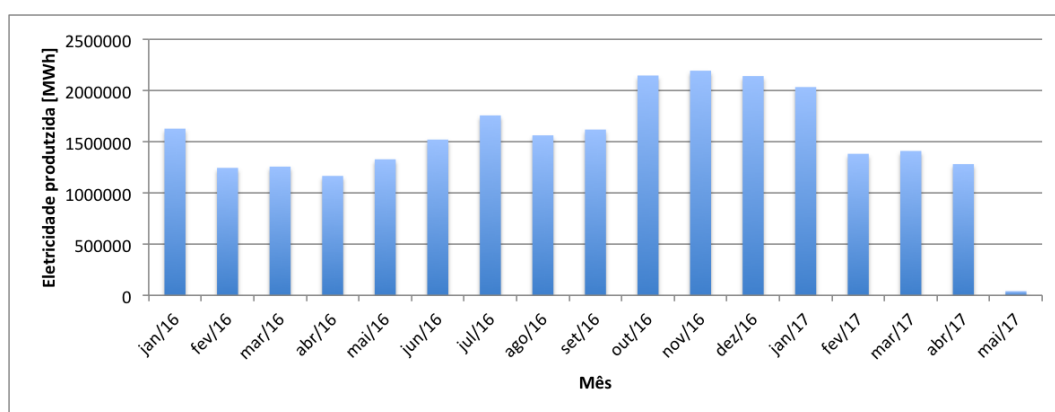


Figura 3.3: Produção de eletricidade em Espanha pelas centrais de ciclo-combinado.

Sabendo que a eficiência destas centrais é de cerca de 40% foi multiplicado o fator 0,4 pelo valor total recolhido de modo a obter os resultados da figura 3.3.

Os meses onde existe maior produção de eletricidade, estão compreendidos no intervalo entre Outubro de 2016 e Janeiro de 2017. Estes volumes de eletricidade são notavelmente superiores aos transacionados no MIBGAS, o que demonstra a ainda pequena importância deste mercado no mercado global espanhol, porque o gás natural utilizado pelas centrais não é totalmente adquirido no MIBGAS.

No entanto, como se pode observar na figura 3.2, os volumes transacionados no MIBGAS, estão estabilizados e cada vez mais regulares, sendo por isso bastante provável que comecem a ganhar cada vez mais importância, nas transações totais de gás natural.

A título de curiosidade, entre Janeiro e 1 de Maio de 2016 foram transacionados 357787MWh de gás natural, enquanto que no mesmo período de 2017 foram transacionados 3492673MWh. Podemos concluir destes dados que o MIBGAS é um mercado em expansão, com um grande crescimento em apenas um ano de atividade, e que tem grandes perspectivas de aumentar o seu volume de transação, uma vez que se encontre perfeitamente estabilizado.

3.2.3 Análise aos diferentes tipos de preço

No MIBGAS, e como referido acima, cada produto sofre uma variação de preços que pretendemos analisar e que são analisados nas sub-seções seguintes.

3.2.3.1 Análise ao DRP – *Daily Reference Price* (Preço de Referência Diário) do gás natural

Nas figuras seguintes podemos observar como evolui o preço de referência médio dos produtos do MIBGAS durante 2016 e 2017:

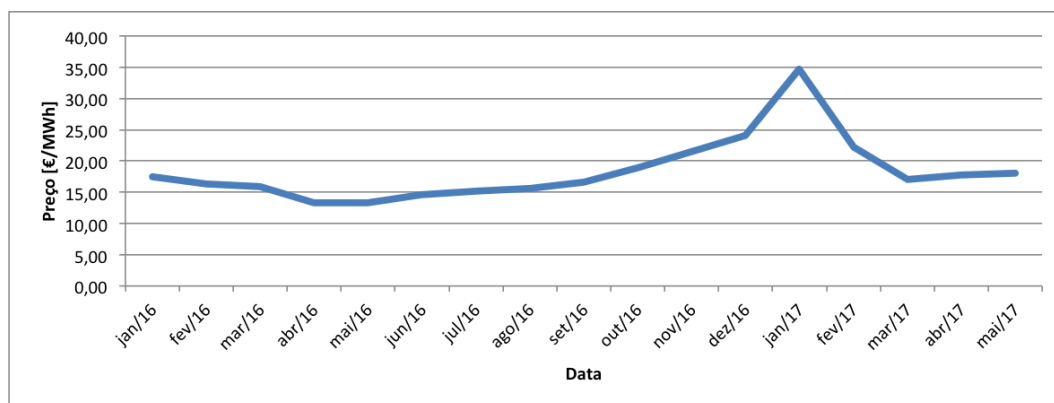


Figura 3.4: Preço médio de referência do MIBGAS, por mês.

Na figura 3.4, acima, podemos observar que o preço de referencia médio é mais baixo em 2016, relativamente ao período analisado de 2017, o que em parte pode ser explicado pelo fato de ter sido transacionado um volume muito maior no ano 2017. Podemos também observar que existe um pico de preço no mês de Janeiro de 2017, que é o culminar de uma tendência de aumento do mesmo, desde Agosto de 2016. A partir de Janeiro de 2017, o preço tem uma tendência descendente até o mês de Abril onde estabiliza num valor aproximado dos 20€/MWh.

Este aumento de preço, com pico em Janeiro de 2017, acompanha, embora com atraso, o consumo total de gás natural que se verifica em Espanha, para produção de energia elétrica, que tem os seus valores mais elevados entre Outubro de 2016 e Janeiro de 2017, como pode ser observado na figura 3.3. A partir de Fevereiro, este consumo diminui e como seria de esperar o preço também.

Importa ainda referir que a média dos preços acima foi feita onde existiu volume transacionado. Por exemplo o produto GMAES só começa a ser transacionado em Junho de 2016, e como tal, o preço deste produto começa a ser considerado para a média total de preços de referência, nessa altura.

Com o objetivo de confirmar a curva de preços de referência dos dados que haviam sido retirados do *web site* do MIBGAS[6], foram retirados os preços do mercado *SPOT* de gás natural liquefeito de Espanha no ano de 2016 e em Janeiro de 2017, do relatório trimestral da União Europeia[5]. No gráfico abaixo (3.5) podemos observar a evolução dos respetivos preços:

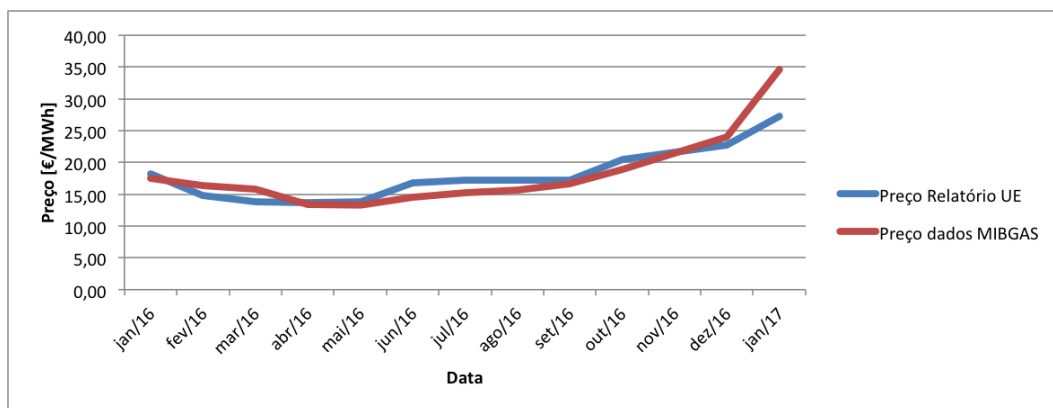


Figura 3.5: Preço do mercado *SPOT* de GNL de Espanha, para o ano de 2016 e Janeiro de 2017 (fonte:[5]), comparado com o DRP obtido nos dados retirados do *web site* do MIBGAS ([6])

Como se pode observar na figura 3.5, as curvas são semelhantes, o que confirma a forte relação entre os preços do mercado MIBGAS e o preço do mercado convencional de referência em Espanha. Esta semelhança, serve como prova, entre outras, que o MIBGAS se rege como os mercados convencionais de gás natural.

3.3 Análise e comparação entre os diferentes produtos em 2016 e 2017

Nesta secção serão analisados e comparados os vários produtos que compõem o MIBGAS.

3.3.1 GMAES

O produto GMAES – Gás para entrega no mês seguinte (*Month-Ahead*) no ponto virtual de balanço espanhol (PVB-ES) – é um produto para entrega na totalidade do mês seguinte à sua comercialização.

Começando pela análise do volume transacionado deste produto, podemos observar, no gráfico seguinte, os volumes entregues em cada mês do período analisado:

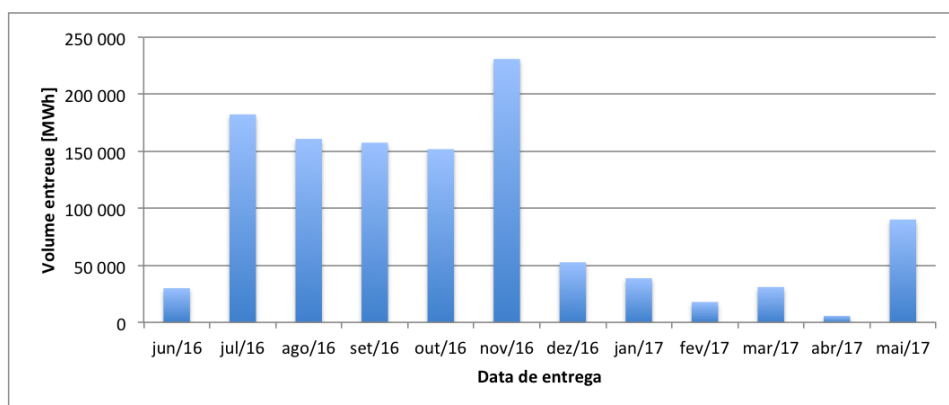


Figura 3.6: Volume entregue do produto GMAES durante todo o período avaliado

Pelo facto dos dados terem sido recolhidos de meses do ano diferentes, não é possível fazer uma comparação entre 2016 e 2017. No entanto, podemos observar que na parte final de 2016 existe uma muito maior quantidade de gás natural entregue que continua no início de 2017. Da figura 3.6 não é possível retirar grandes conclusões sobre este produto durante o período analisado, mas é possível observar a sua evolução ao longo do tempo. Não estão disponíveis dados até Junho de 2016, porque o GMAES só começou a ser comercializado nesta altura.

Entre as datas analisadas – Junho de 2016 a Maio de 2017 – foram entregues 1153134 MWh, com um preço médio de: 18,82 €/MWh. O mês mais barato para adquirir o produto foi o de Maio de 2016 (entrega em Junho de 2016), e o mais caro foi o de Janeiro de 2017 (entrega em Fevereiro de 2017). Tendencialmente, em 2016, era melhor comprar na segunda metade do mês de Junho (só existiu transações nesta altura do mês), e nas primeiras metades de todos os meses seguintes, como seria de esperar. Este género de produto normalmente tem melhores preços nos dias iniciais de cada mês de negociação. Já em 2017, existe uma maior variedade relativamente à melhor altura para adquirir este produto, sendo que só é negociado na segunda metade do mês de Janeiro, e os preços da primeira metade de Março são os mais apelativos. Os resultados acima foram obtidos através do cálculo da média dos preços de referência do produto para cada metade de mês analisado.

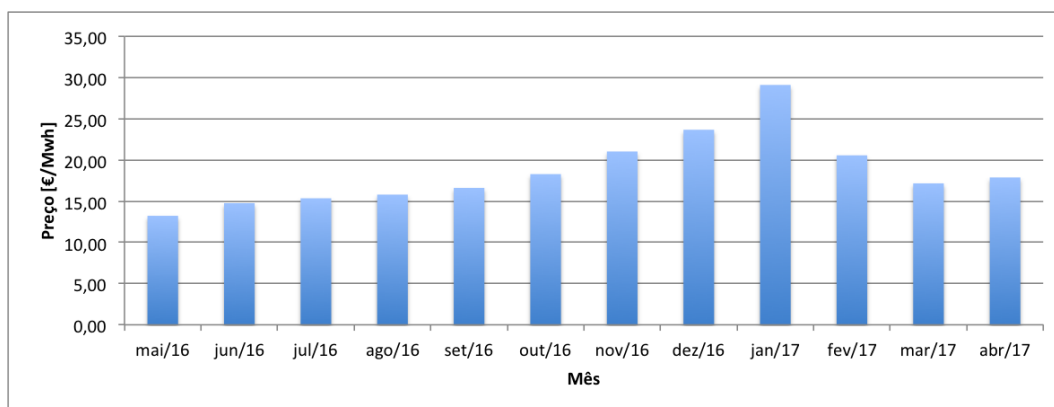


Figura 3.7: Preço de referência médio por mês do produto GMAES, durante o período estudado.

Na figura 3.7 estão representados os preços de referência médios, por mês, do produto GMAES. Analisando as figuras 3.6 e 3.7, o aumento do preço médio deste produto surge nos meses após as maiores transações. De notar que os produtos negociados aos preços que são apresentados na figura 3.7 serão entregues no mês seguinte a esta negociação.

3.3.2 GWDES e GDAES_D+1

Estes produtos são, como já foi possível observar acima, os mais transacionados tanto em 2016 como em 2017, pelo que assumem uma importância capital, tanto para a análise do MIBGAS, como para a previsão dos seus preços futuros.

Como referido, tanto o GWDES como o GDAES_D+1, são produtos para entrega num curto período após a sua transação, isto é, para entrega no dia de transação ou no dia seguinte à mesma, respetivamente. Devido a estas suas características, estudou-se para que dias é que seria mais vantajosa a sua compra, verificando o seu preço no dia da entrega (dia em que será utilizado).

Começando pelo GDAES_D+1, e como se pode observar na figura 3.8, o dia mais caro para a entrega é a segunda-feira, ou seja, o gás natural que é adquirido ao domingo é o mais caro da semana (em média).

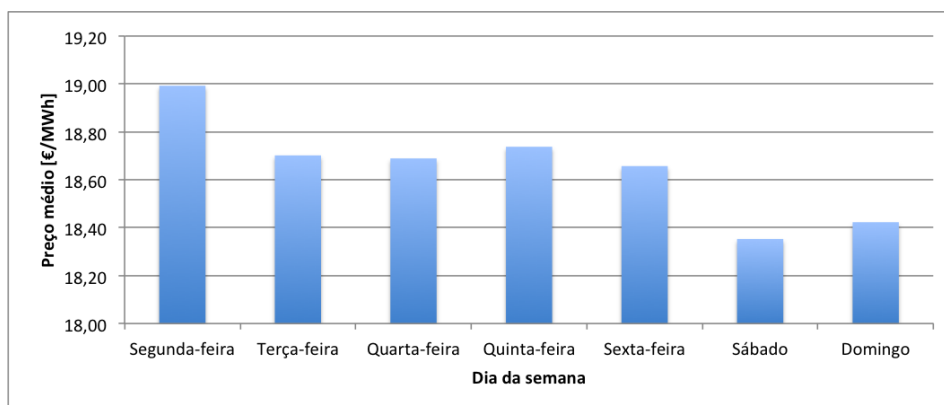


Figura 3.8: Preço médio do produto GDAES_D+1, na data da sua entrega, durante o período estudado.

Ainda segundo a figura 3.8, podemos também aferir que os dias mais vantajosos para a transação deste produto são a sexta-feira e o sábado, ou seja, entrega no sábado e no domingo respetivamente.

Outro produto com grande importância no MIBGAS, pelo volume movimentado, é o GWDES, ou seja, o produto cuja entrega é no próprio dia da transação. Para este (e porque existia um aumento de preço entre 2016 e o período analisado de 2017), foram feitos três gráficos separados que mostram os preços do gás natural, adquiridos por meio deste produto, no dia da sua transação/entrega.

Para o ano 2016:

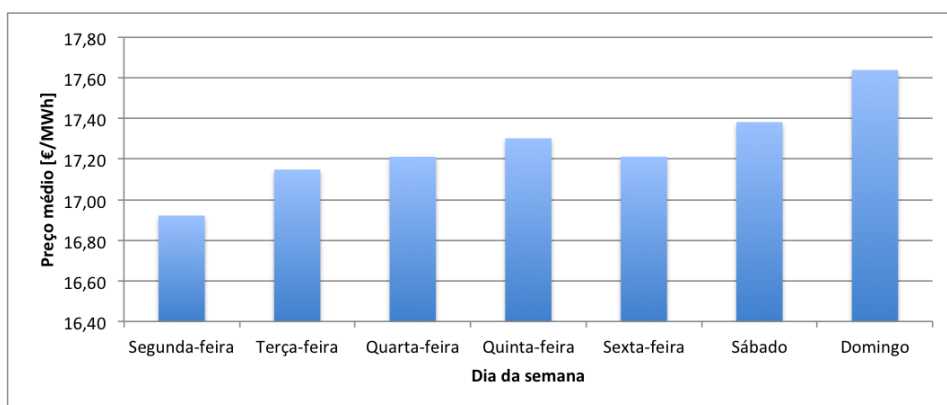


Figura 3.9: Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, no ano de 2016.

Para o ano 2017:

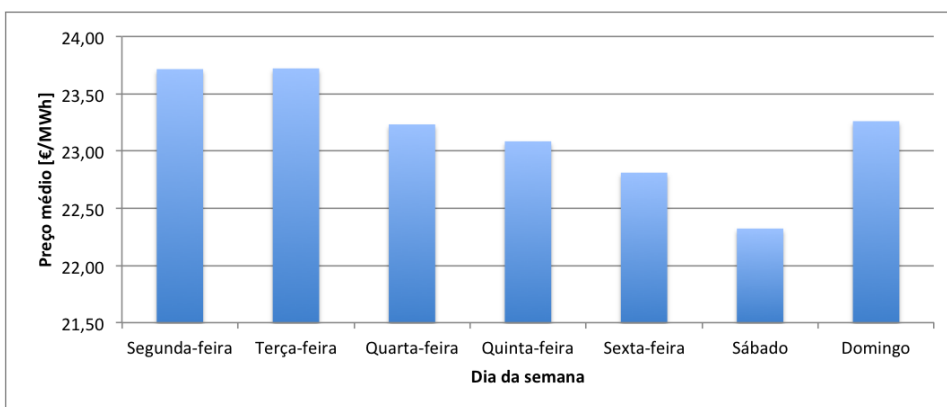


Figura 3.10: Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, no ano de 2017.

Para todo o período estudado:

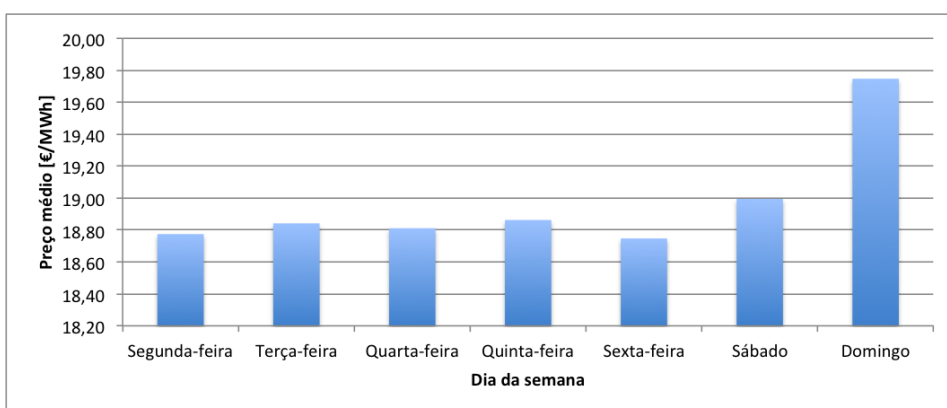


Figura 3.11: Preço médio do produto GWDES, na data da sua entrega, durante o período estudado.

Este produto tem como data de entrega a sua data de transação, sendo assim:

- Em 2016, o dia mais vantajoso para a transação e entrega deste produto é a segunda-feira, sendo que o menos vantajoso, ou seja, mais caro, é o domingo.
- Em 2017, o dia mais barato para a aquisição do produto é o sábado, sendo que os mais caros são segunda e terça feira, com preços na ordem dos 23,5€/MWh.
- Avaliando agora todo o período estudado, e fazendo as médias gerais de cada dia da semana para cada data analisada, chegou-se à conclusão que o domingo é então o dia mais caro para se adquirir este produto, com uma diferença de 0,8€/MWh para o dia seguinte que é o sábado. Os preços mais baixos são obtidos para os produtos entregues à sexta-feira.

Em 2016 a média do produto era de 17,23€/MWh, enquanto que no período analisado de 2017, era igual a 23,18€/MWh. O domingo é o dia mais caro, tendo os produtos adquiridos neste dia, o preço médio de 19,75€/MWh. Uma justificação para o aumento médio do preço, poderá ser o facto dos preços de Janeiro de 2017 terem aumentado substancialmente, além de que a amostra neste ano é menor, e estes valores ganham uma maior peso na análise.

3.3.3 GMAES comparado com os produtos diários

Estes três produtos são os que maior volume movimentam no MIBGAS, sendo por isso considerados os três produtos mais relevantes.

Pela comparação dos preços médios dos produtos diários GWDES e GDAES_D+1 com o produto de entrega no mês seguinte a ser transacionado (GMAES), chegamos à conclusão que o preço com que os produtos diários é negociado está relacionado com o produto mensal negociado no mês anterior e que será entregue no mês atual, ou seja, se o produto mensal é transacionado no mês X para entrega no mês Y, então os preços com que os produtos diários serão transacionados no mês Y, estão relacionados com os preços do GMAES no mês X. Tal facto pode ser verificado na figura 3.12:

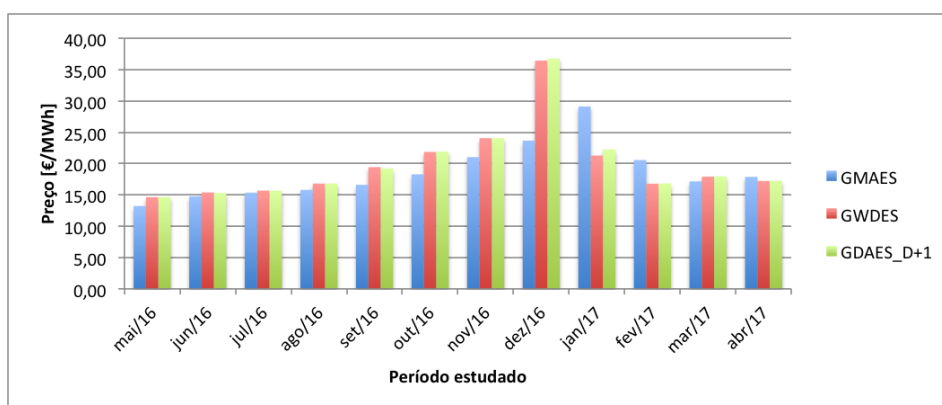


Figura 3.12: Preço médio do GMAES no mês que é negociado e preços médios dos produtos GWDES e GDAES_D+1 nos meses em que são transacionados e entregues

Podemos também observar a relação entre os preços dos produtos mensais, com os restantes produtos diários, no mês da sua entrega.

Para 2016, a relação de preços era a seguinte:

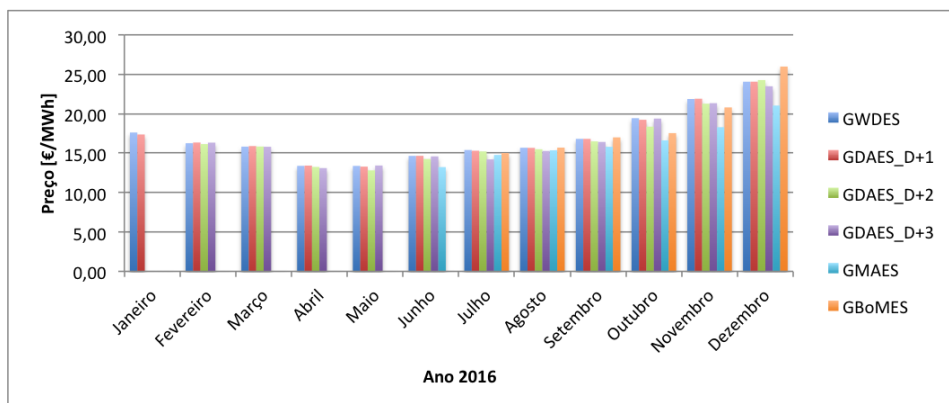


Figura 3.13: Comparação dos preços dos produtos de gás natural nos seus meses de entrega em 2016

Em 2017, é a seguinte:

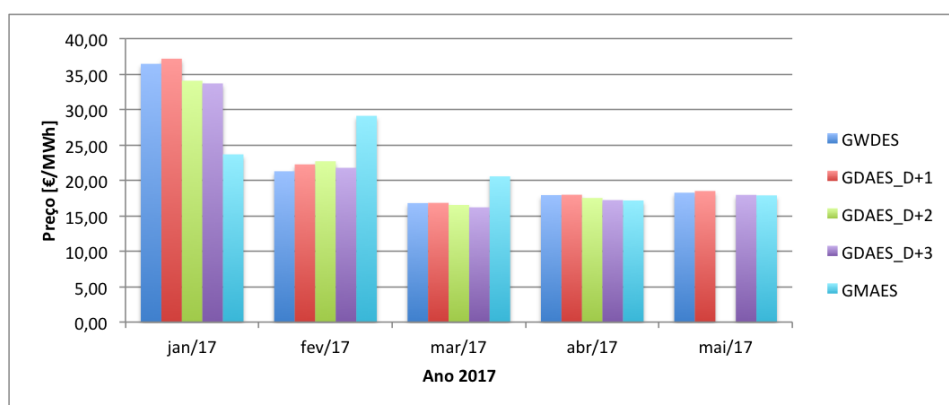


Figura 3.14: Comparação dos preços dos produtos de gás natural nos seus meses de entrega em 2017

Nas figuras de comparação de preços de produtos que se situam acima (3.13 e 3.14) é preciso notar que o produto GMAES que é entregue num determinado mês, já foi negociado no mês anterior, sendo assim, o seu termo de comparação deve ser o mês anterior ao que é entregue.

Tal como tinha sido verificado na análise das figuras anteriores, o mês de Janeiro de 2017 é o mais caro em todos os produtos, e acompanha um crescimento de preço que já se verifica desde Novembro de 2016.

3.4 Relação entre o volume transacionado e o preço de referência diário

A relação entre o volume transacionado e o seu preço de referência diário foi estudada e analisada para os três produtos mais importantes, de todos os que são adquiridos no MIBGAS.

Começando pelo produto de entrega no dia da sua aquisição (GWDES), podemos observar no gráfico 3.15 que a relação entre o volume transacionado num dia e o seu preço de referência é pequena:

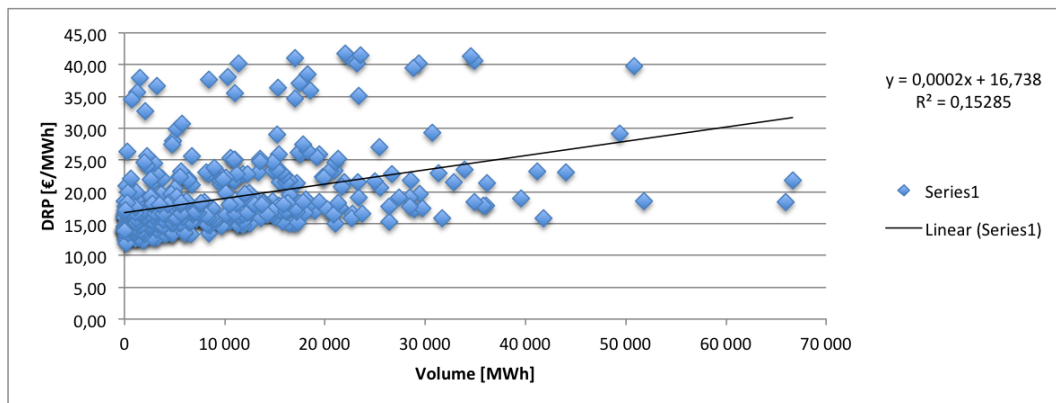


Figura 3.15: Comparação entre o volume transacionado num dia e o seu preço de referência diário.

Por observação da figura 3.15 podemos concluir que existe pouca influência entre o preço de referência e o volume transacionado. Quanto maior for o volume transacionado, maior é o preço do gás natural.

Embora a quantidade de gás natural que é negociada na Sessão de Negociação (onde este produto é vendido aos consumidores), seja importante para a definição do seu preço de referência, existe uma maior relação entre o preço de referência e a média de volume transacionado até ao dia em que o produto é adquirido. Do gráfico seguinte podemos então concluir que é mais importante o histórico de volume que é transacionado, que o volume transacionado no próprio dia, ou seja, observando as relações obtidas, estas são maiores quando são utilizados um conjunto de dias anteriores ao dia de transação, do que quando é utilizado o dia anterior ao de transação.

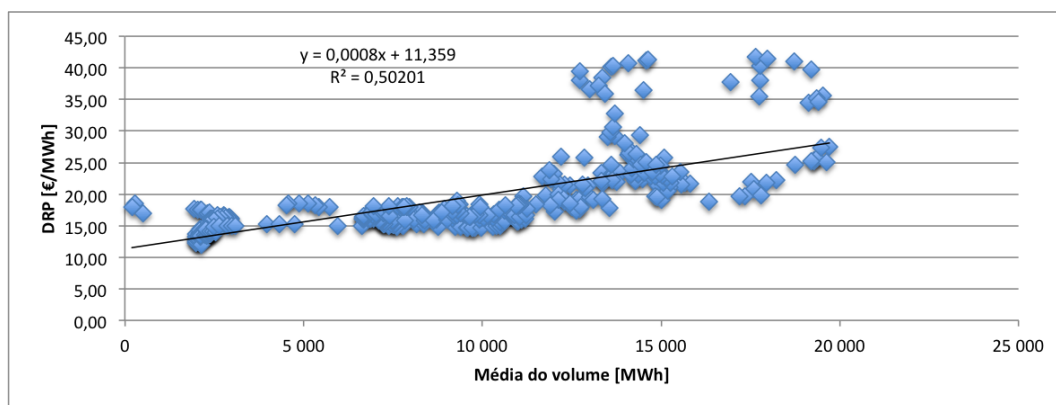


Figura 3.16: Comparação entre a média de volume transacionado até a data que o produto é adquirido.

Então, por observação da figura 3.16, podemos chegar à conclusão que no geral, quanto mais gás natural tiver sido consumido nos 30 dias anteriores ao dia em que nos encontramos, maior

será o preço de referência desse dia. Existem também alguns "desvios" observáveis, mas isso é devido à subida dos preços que se verificou no mês de Janeiro de 2017. Esta subida de preço, que já foi referida em secções ou subsecções acima, é em parte explicada pelo facto de durante os meses de Outubro a Dezembro de 2016, ter existido um grande consumo de gás natural nas centrais de ciclo-combinado que utilizam esta matéria prima para a produção de energia elétrica. Estes valores absolutos de consumo podem ser observados na figura [3.3](#).

Capítulo 4

Previsão de preços do MIBGAS

Neste capítulo serão feitas as previsões dos preços dos produtos disponíveis no MIBGAS. Para isto serão necessárias duas secções: uma primeira secção, que explica o procedimento realizado para a previsão dos preços de referencia de cada um dos produtos analisados e uma segunda, que define os modelos de previsão utilizados para cada um dos produtos.

4.1 Procedimento utilizado para a previsão

Os dados utilizados para a análise e previsão dos preços futuros do mercado do gás natural MIBGAS, para que se pudessem identificar eventuais padrões de funcionamento, foram obtidos no *website* do MIBGAS[6]. Destes, foram retirados os preços de referência e os volumes transacionados dos dias disponíveis, entre o dia 1 de Janeiro de 2016 e o dia 1 de Maio de 2017, podendo então obter-se um máximo de 487 dias de dados. No entanto, não foi isso que se verificou, pois nenhum dos produtos foi transacionado em todos os dias da amostra.

Para a criação de modelos e validação do seu erro associado, os dados recolhidos foram divididos em conjunto de treino e conjunto de teste. Para dividir os conjuntos, foi utilizada a função do *Excel*:

$$if = (rand()) 0,8; 0; 1) \quad (4.1)$$

Esta função é utilizada para criar uma referencia para cada entrada (ou linha) dos dados que foram recolhidos. De forma aleatória, é dada uma referência a cada linha que pode ser um "0" ou um "1". Os valores a que correspondesse "0" foram integrados no grupo do "conjunto de treino" e os valores a que correspondeu "1" foram integrados no "conjunto de teste". Os valores do DRP que correspondiam às entradas "0" foram colocados no conjunto de "*targets*", enquanto os que correspondiam às entradas "1" foram utilizados para o "conjunto final", que é o conjunto que verifica o erro que obtido.

O erro foi verificado através da expressão seguinte:

$$MAPE = \frac{|DRP - Previsao|}{DRP} \quad (4.2)$$

Se o valor obtido na equação 4.2 não fosse suficientemente baixo, o processo era repetido, alterando as variáveis de entrada e de treino de modo a tentar baixar este valor. O processo foi repetido várias vezes até se obterem os modelos acima referidos, que obtiveram os melhores valores de MAPE possíveis com os dados que estavam disponíveis. A arquitetura da rede não é alterada neste processo, sendo sim mudadas as variáveis (ou colunas) que fazem parte de cada modelo.

Os valores de entrada, o *target* e o conjunto de treino eram relacionados no *MatLab* através da sua ferramenta *nftool* que realiza previsões de acordo com o método de Levenberg-Marquardt. Foi então criado um *script* que, através do conjunto de entrada *target* e do conjunto de treino cria dez redes diferentes, e faz uma média entre os dez resultados finais obtidos. Este *script* cria dez redes com características diferentes que após a média, conseguem resultados mais fiáveis. O conjunto de saída que resulta do treino da rede neuronal é então comparado com o conjunto de teste final, de acordo com a equação 4.2, para verificar a percentagem de erro que tem o modelo de previsão.

Os produtos, o seu período de escolha de dados e o número de transações estudadas são:

- GMAES:

- De 20/05/2016 a 28/04/2017;
- 60 transações;
- 48 linhas no conjunto de treino;
- 48 *targets*;
- 12 linhas no conjunto de teste;
- 12 valores para aferir o erro.

- GDAES_D+3:

- De 17/02/2016 a 28/04/2017;
- 94 transações;
- 84 linhas para o conjunto de treino;
- 84 *targets*;
- 10 linhas para o conjunto de teste;
- 10 valores para aferir o erro.

- GDAES_D+2:

- De 17/02/2016 a 28/04/2017 ;
- 146 transações;
- 116 linhas para o conjunto de treino;
- 116 *targets*;
- 30 linhas para o conjunto de teste;
- 30 valores para aferir o erro.

- **GDAES_D+1:**
 - De 7/01/2016 a 1/05/2017;
 - 475 transações;
 - 369 linhas para o conjunto de treino;
 - 369 *targets*;
 - 106 linhas para o conjunto de teste;
 - 106 valores para aferir o erro.
- **GWDES:**
 - De 07/01/2016 a 1/05/2017;
 - 417 transações;
 - 327 linhas para o conjunto de treino;
 - 327 *targets*;
 - 90 linhas para o conjunto de teste;
 - 90 valores para aferir o erro.

Após estar terminada a recolha de todos os dados necessários, foram construídos os modelos de previsão, onde, para cada produto, foram verificadas quais as variáveis necessárias para uma boa previsão e quais as variáveis, de entre as disponíveis, estavam relacionadas com o preço de referência diário, que é a variável objetivo, ou *target*, do nosso sistema de redes neurais artificiais.

De acordo com estas relações e com os dados disponíveis, para que não se perdessem ainda mais dados de amostra, e após várias tentativas para reduzir o erro MAPE final, chegou-se aos seguintes modelos de previsão:

- **GMAES:**
 - Mês de *trade*;
 - Produção média diária de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado de Espanha, 90 dias antes da data de cada transação do GMAES.
- **GDAES_D+3:**
 - Mês de *trade*;
 - Previsão do *Daily Reference Price* – DRP – do produto GMAES na data de *trade* do produto a ser analisado;
 - Produção média diária de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado de Espanha, 30 dias antes da data de cada transação do GDAES_D+3.
- **GDAES_D+2:**

- Mês de *trade*;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de entrega do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GMAES na data de transação.

- **GDAES_D+1:**

- Mês de *trade*;
- Previsão do DRP do produto GMAES na data de transação.
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de entrega do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+2 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+2 na data de entrega do mesmo;
- Produção média diária de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado de Espanha, 90 dias antes da data de cada transação do GDAES_D+1.

- **GWDES:**

- Mês de *trade*;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na data de entrega do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+2 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+2 na data de entrega do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+1 na data de transação do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GDAES_D+1 na data de entrega do mesmo;
- Previsão do DRP do produto GMAES na data de transação.
- Produção média diária de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado de Espanha, 30 dias antes da data de cada transação do GWDES.

4.2 Modelos de previsão

4.2.1 GMAES – Produto de entrega no mês seguinte

Este produto é o que tinha menos dados para análise, em parte pelo seu início atrasado de comercialização, mas também devido ao facto de ser um produto de venda esporádica, porque tem um longo período de entrega. Este longo período de entrega faz com que existam menos transações ao longo dos meses, mas as transações existentes movimentam um volume maior.

Existiriam durante o período de análise, 60 transações deste produto, que foram divididas entre conjunto de treino e conjunto de teste da rede neuronal artificial que foi construída.

Como referido na secção acima, a criação dos modelos foi efetuada através da verificação de relações entre as potenciais variáveis e o DRP que é a variável *target*.

Verificou-se então a variável mês de transação:

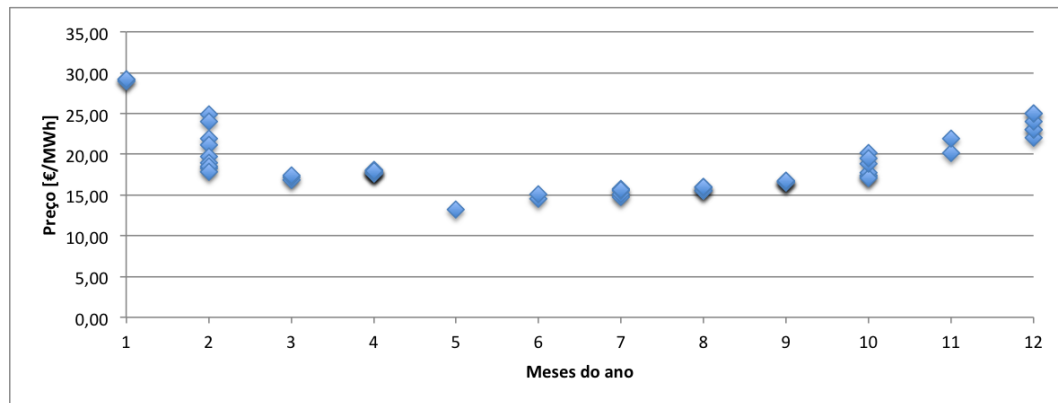


Figura 4.1: Verificação da relação entre o mês de transação e o DRP.

No gráfico da figura 4.1, não é possível observar uma grande relação ou dependência entre a variável "DRP do GMAES" e o seu mês de transação, mas esta variável assume particular importância na "organização" dos dados e é crucial na construção dos modelos de previsão.

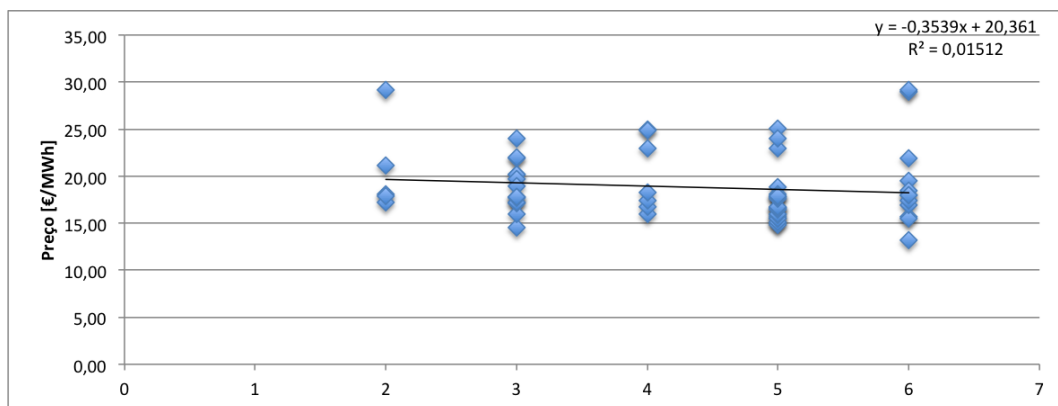


Figura 4.2: Verificação da relação entre o dia de transação e o DRP.

Também o dia de transação foi analisado, mas como se pode observar na figura 4.2, não se verifica nenhuma relação relevante que justificasse a presença desta variável, nos conjuntos de entrada e de treino da rede neuronal artificial. Deve-se salientar ainda que não existiram transações deste produto ao fim-de-semana, durante o período estudado.

Outra das variáveis que foi analisada e que não se verificou uma relação suficientemente boa para integrar os conjuntos acima mencionados, foi a variável que definia o total de eletricidade produzida diariamente pelas centrais de ciclo-combinado espanholas. Esta relação está representada na figura abaixo:

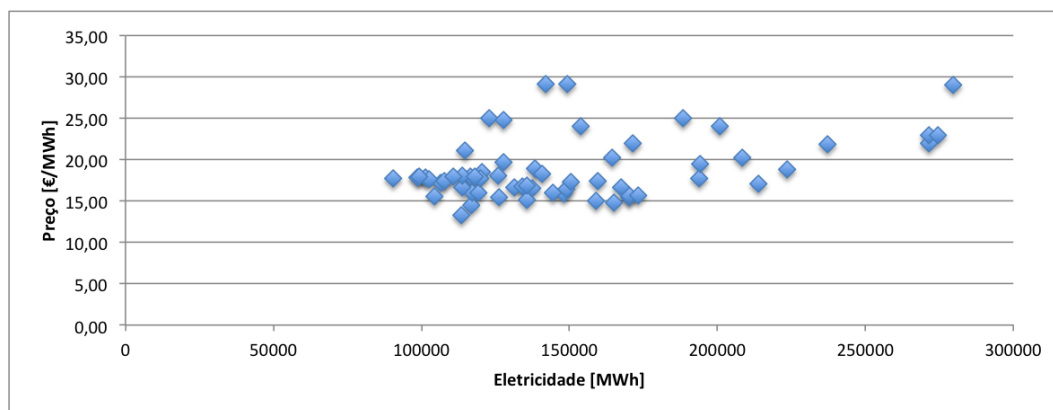


Figura 4.3: Verificação da relação entre o total de eletricidade produzida por dia (de transação) nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP.

Através da manipulação dos dados acima, e por visualização da figura 4.4 chegou-se à conclusão que uma solução melhor seria efetuar a média da eletricidade produzida por estas centrais. A eletricidade média produzida diariamente revelou então ter uma boa relação com o DRP no dia de transação.

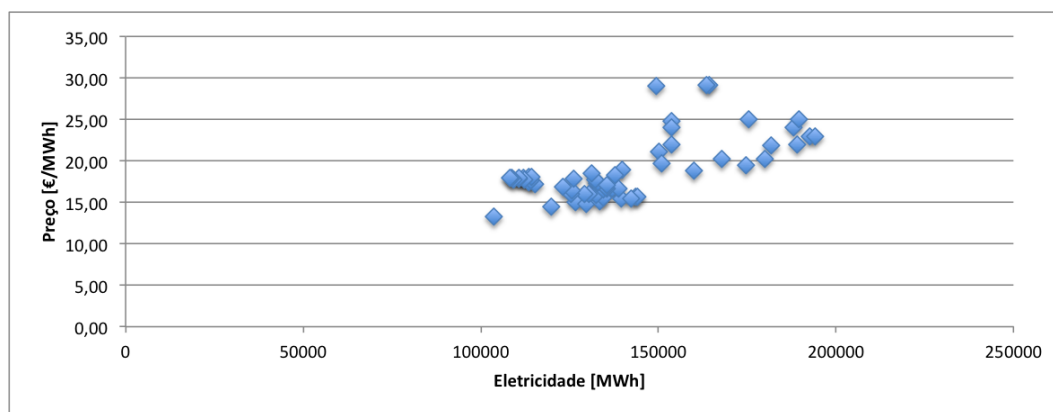


Figura 4.4: Verificação da relação entre a eletricidade média produzida no mês anterior ao dia de transação do produto, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP.

Após o gráfico obtido na figura 4.4 mostrar uma boa relação de dependência entre o DRP e a média de eletricidade produzida no mês antes da transação do produto, foi testado fazer a média para os 90 dias anteriores à data de transação, tendo obtido o gráfico seguinte:

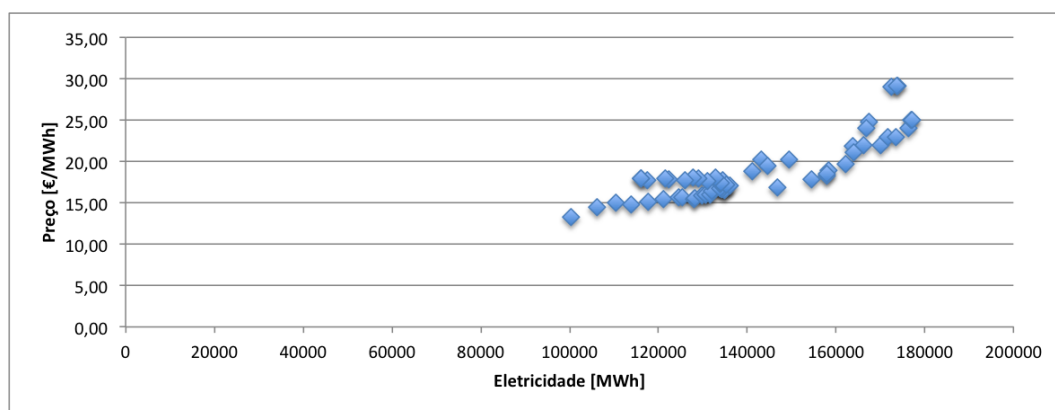


Figura 4.5: Verificação da relação entre a média de eletricidade produzida nos 90 dias anteriores ao dia de transação do produto, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP.

Então, na figura 4.5, esta relação de dependência é melhor e será utilizada esta variável para o modelo de previsão.

Concluindo, e confirmando o escrito na secção acima, as duas variáveis que constituem o modelo de previsão do produto de entrega no mês seguinte à sua aquisição, GMAES, são:

- O mês de transação;
- O valor médio da eletricidade produzida, nos 90 dias anteriores ao dia de transação do produto, pelas centrais de ciclo-combinado espanholas.

Neste produto, pelo facto de só existirem duas variáveis para a constituição do modelo, ambas são igualmente importantes na construção do mesmo.

4.2.2 GDAES_D+3 – Produto diário

O produto GDAES_D+3 é um produto onde a entrega se processa 3 dias após a sua aquisição, e é um produto que começou a ser regularmente transacionado a meados do mês de Fevereiro de 2016, o que faz com que seja um produto com uma base de dados disponíveis maior, o que facilita tanto na construção do seu modelo de previsão, como diminui o seu erro associado. Durante o período estudado existiram 94 transações deste produto, sendo adquirido no MIBGAS um total de 205019MWh. Este valor é bastante reduzido, o que demonstra que este não era um dos produtos mais importantes do mercado, como já foi referido acima.

A construção do modelo de previsão, foi novamente feita pela seleção das variáveis que tinha potencial relação com o DRP das datas de transação. Se o DRP demonstrasse dependência dessa variável, era inserida nos conjuntos de entrada e treino do modelo de previsão.

A primeira variável avaliada foi o mês de transação que, tal como no modelo anterior (figura: 4.1), não consegue demonstrar grande relação apenas por observação do gráfico.

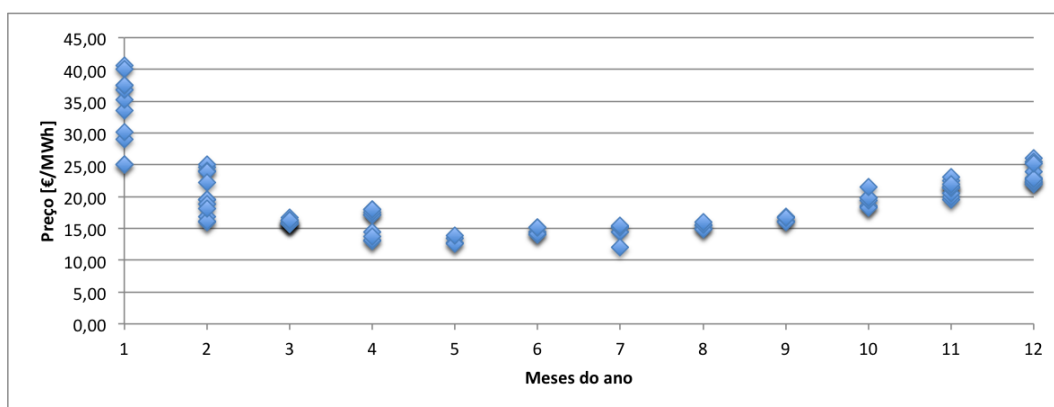


Figura 4.6: Verificação da relação entre o DRP no dia de transação e o seu respetivo mês.

O preço de referência e o seu mês de *trade* relacionam-se da mesma forma que no produto de entrega mensal, pelo que esta variável também foi incluída no modelo de previsão deste produto.

A variável seguinte a ser testada foi a previsão dos preços de referência do produto GMAES e, como seria de esperar, obteve-se uma relação aceitável.

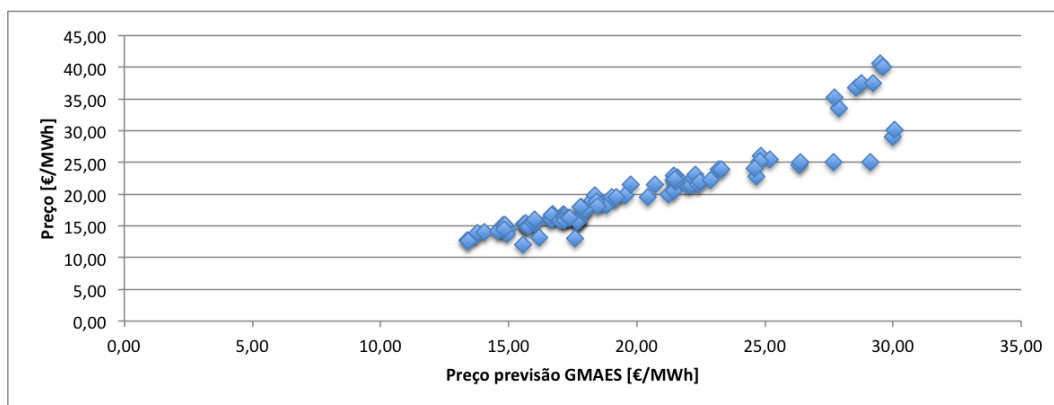


Figura 4.7: Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a previsão do produto GMAES.

Na figura 4.8, a evolução de ambos os preços tem um padrão semelhante. Este facto mostra como a variável no "eixo dos yy" (DRP de GMAES_D+3) é dependente da variável no "eixo dos xx" (previsão do preço do GMAES).

Esta variável é também incluída nos conjuntos de entrada e treino do modelo de previsão.

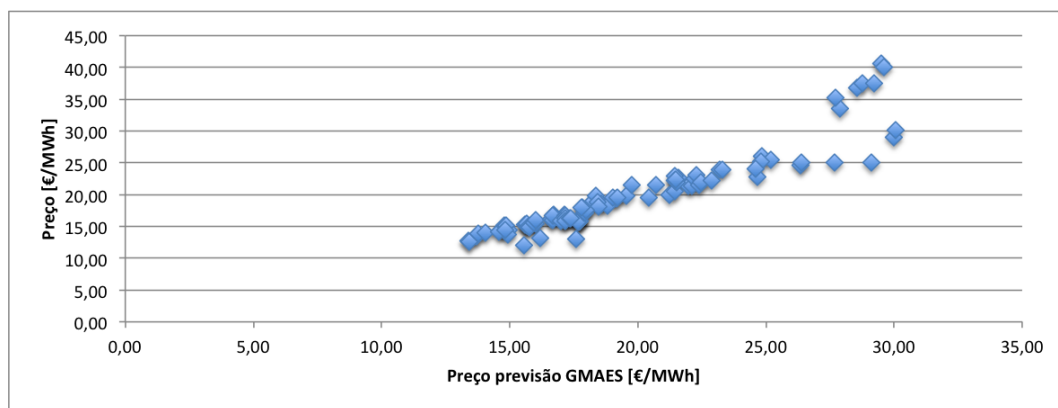


Figura 4.8: Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a previsão do produto GMAES.

Foram também verificadas as relações entre a variável dependente, DRP do produto GMAES _D+3,e as variáveis independentes, eletricidade média diária produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 30 e 90 dias antes da data de transação do produto. Nas figuras 4.9 e 4.10 é estão as relações entre as variáveis analisadas. Na segunda imagem podemos observar com maior facilidade que maiores quantidades de eletricidade produzidas têm maiores preços. No entanto, aquando do teste para a construção do modelo de previsão deste produto, conseguiu-se um erro menor utilizando a variável de 30 dias antes, ao contrario do que seria suposto por observação destas figuras.

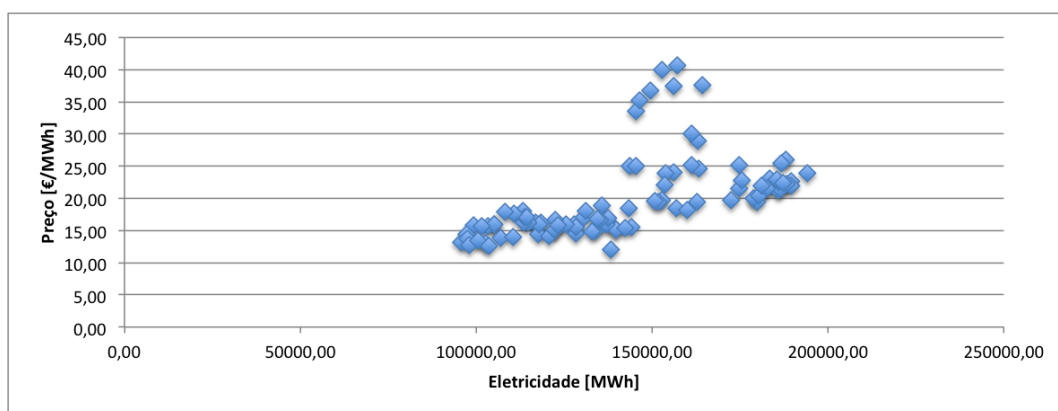


Figura 4.9: Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a eletricidade média diária produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 30 dias antes da data de transação do produto.

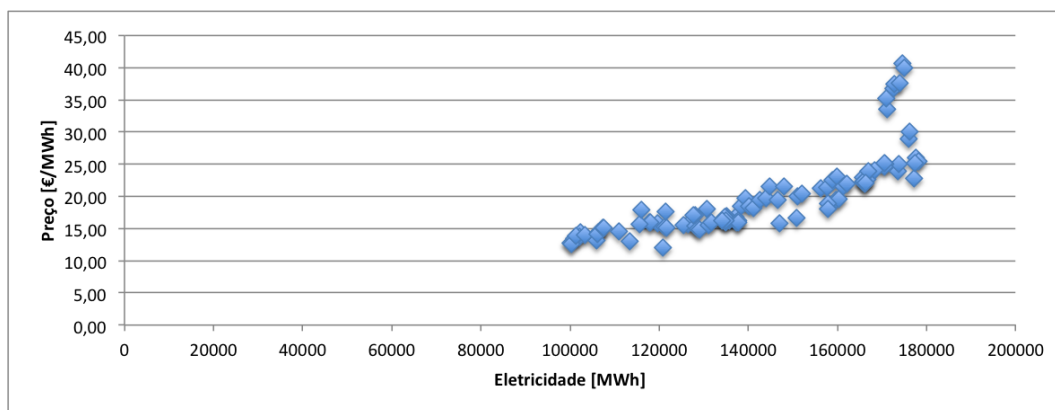


Figura 4.10: Verificação da relação entre os dados do DRP do produto GDAES_3 e a eletricidade média diária produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 90 dias antes da data de transação do produto.

As variáveis que são utilizadas para construir o modelo de previsão têm uma diferente prioridade, que pode ser definida pela sua importância no modelo, ou por quão dependente o *target* é delas. Neste modelo e para este produto existem 3 variáveis que constituem o modelo e elas são organizadas da seguinte maneira, tendo em consideração a sua importância:

1. Previsão do DRP do produto GMAES;
2. Mês de transação do produto GDAES_D+3;
3. Média diária de eletricidade produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, nos 30 dias anteriores à data de transação presente.

4.2.3 GDAES_D+2 – Produto diário

Este produto e o anterior são em tudo semelhantes, embora a base de dados neste caso seja maior (146 casos). Também o processo de seleção das variáveis para o modelo de previsão foi bastante semelhante: o mês de transação foi novamente incluído (figura : 4.11), e as previsões do GMAES (figura: 4.12) efetuadas anteriormente. Foram também utilizadas as previsões para o DRP do produto GDAES_D+3, mas para este caso foi utilizada a previsão do preço tanto para a data da sua transação (figura: 4.13) como para a data da sua entrega (figura: 4.14).

A variável da eletricidade média diária produzida também se revelou importante, após sofrer as mesmas manipulações que no produto anterior, ou seja, foi feita uma média para os 90 dias antes da transação (figura: 4.15) e para os 30 (figura: 4.16).

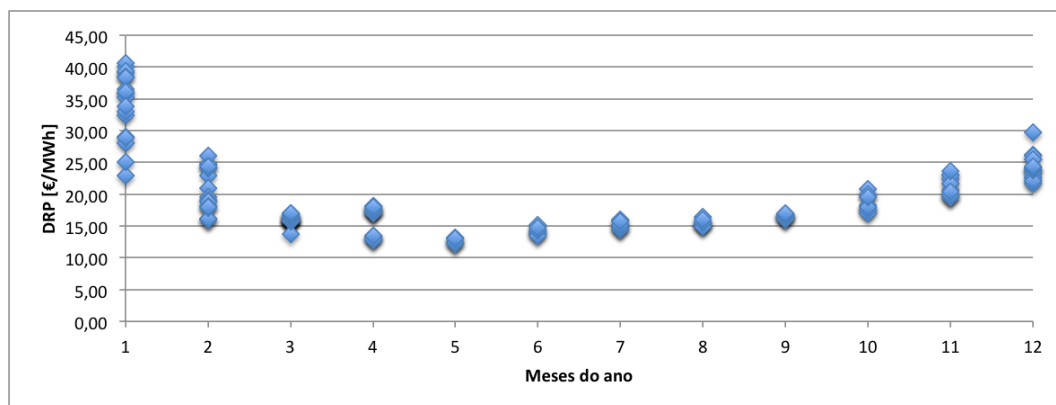


Figura 4.11: Verificação da relação entre o mês de *trade* e o DRP do produto GDAES_D+2 no seu dia de transação.

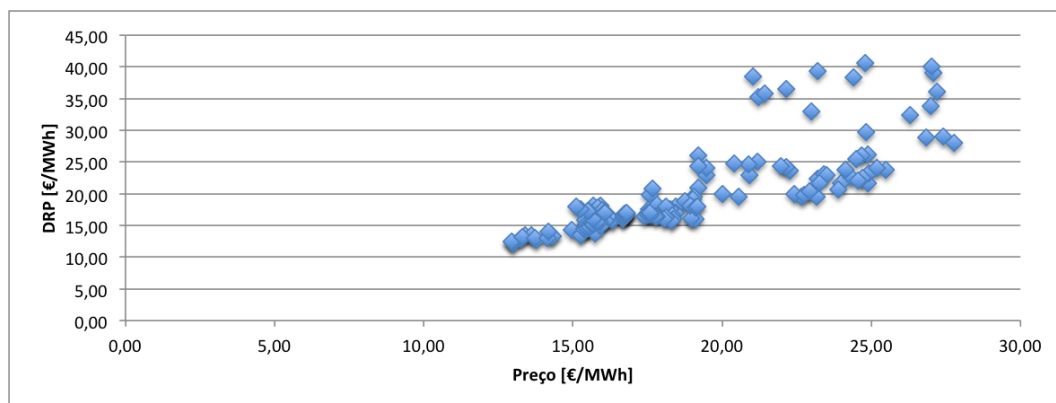


Figura 4.12: Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GMAES e o DRP do produto GDAES_D+2 no seu dia de transação.

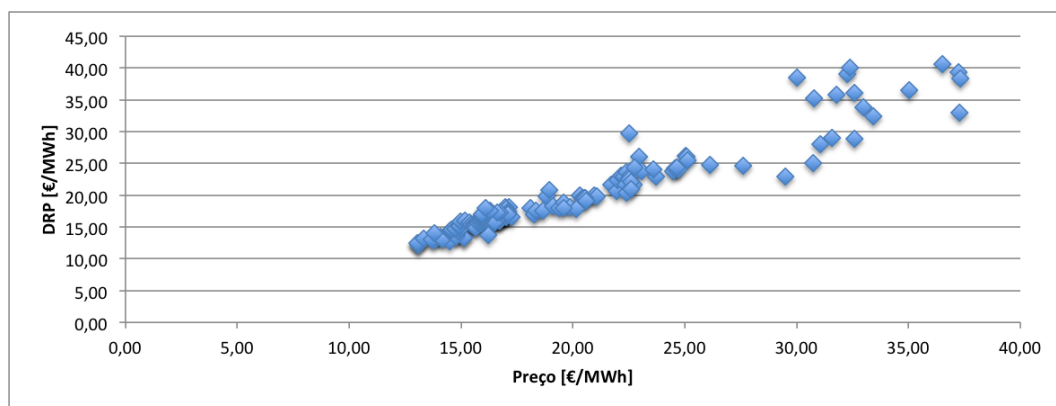


Figura 4.13: Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de transação e o DRP do produto GDAES_D+2 na mesma data.

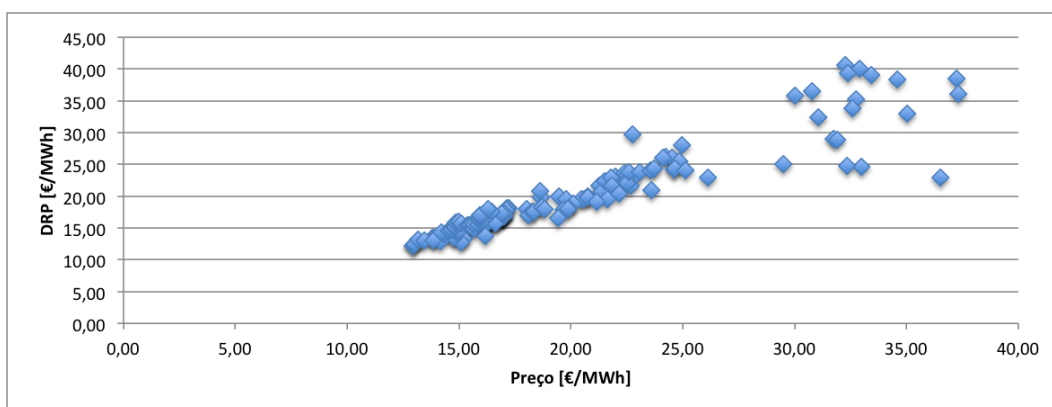


Figura 4.14: Verificação da relação entre a previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de entrega e o DRP do produto GDAES_D+2 na mesma data.

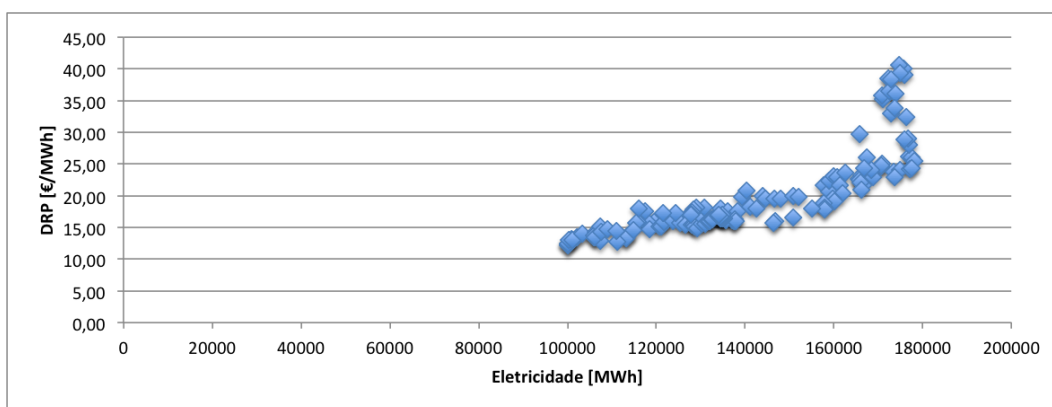


Figura 4.15: Verificação da relação entre a eletricidade média diária produzida nos 90 dias anteriores à transação, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP do produto GDAES_D+2.

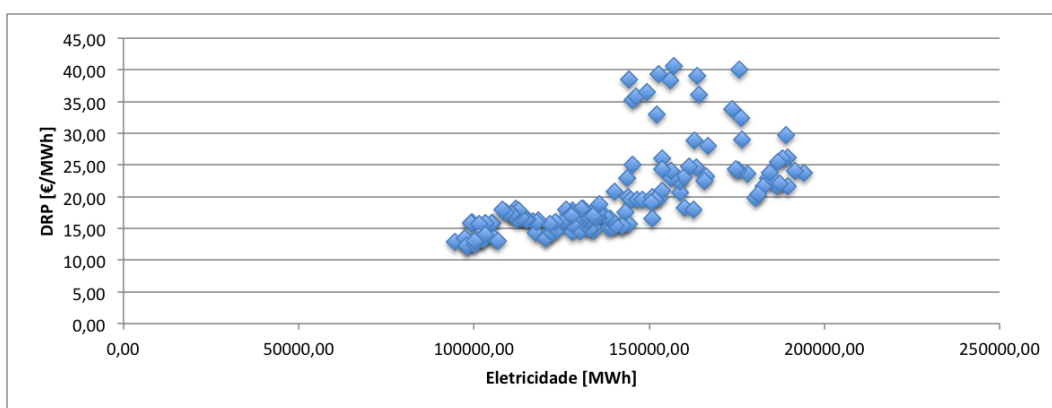


Figura 4.16: Verificação da relação entre a eletricidade média diária produzida nos 30 dias anteriores à transação, nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o DRP do produto GDAES_D+2.

A média de eletricidade produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas tem, uma boa relação de dependência com o *target*, no entanto, após a criação da rede e dos testes de verificação

do erro, foi possível aferir que esta variável aumentava o mesmo. Devido a isso, não foi incluída no modelo de previsão.

A ordem de prioridade das variáveis de entrada que constituem o modelo de previsão é a seguinte:

1. Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de transação;
2. Previsão do DRP do produto GDAES_D+3 na sua data de entrega;
3. Previsão do DRP do produto GMAES na sua data de transação;
4. Mês de transação do produto GDAES_D+2;

4.2.4 GDAES_D+1 – Produto diário

O produto de entrega no dia seguinte à sua aquisição é um dos produtos principais do MIBGAS, tendo existido 475 transações durante o período estudado, que movimentaram 3941096 MWh de gás natural, no total. Para a definição do modelo de previsão deste modelo foram analisadas as suas características, e a relação entre o seu DRP e as previsões obtidas para os produtos anteriores.

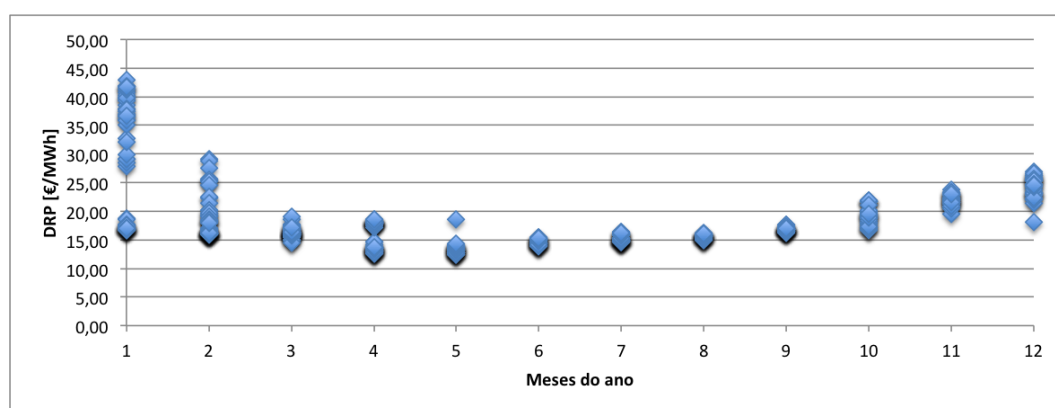


Figura 4.17: Verificação da relação entre o mês de transação e o DRP do produto GDAES_D+1.

Tal como nos produtos anteriores, verificou-se que existia alguma dependência entre o DRP do produto GDAES_D+1 e o seu mês de transação. Tal como nos restantes produtos, esta dependência não foi verificada por observação da figura 4.17, mas por se verificar que a sua presença no conjunto de variáveis de criação da rede neuronal artificial e no conjunto de treino da mesma, diminuía o erro MAPE da previsão. A RN encontrou uma relação estatística entre as variáveis de entrada e os valores desejados à saída, mesmo que para o utilizador possa parecer que não.

Após a verificação da dependência entre as variáveis acima, foram estudadas as dependências entre as variáveis previstas anteriormente e o *target* objetivo da previsão deste produto.

Foram vistas as previsões do DRP dos produtos GMAES, GDAES_D+3 e GDAES_D+2. Para estes últimos foram analisados os preços nas suas datas de transação (4.19 e 4.20) e nas suas datas de entrega (4.21 e 4.22).

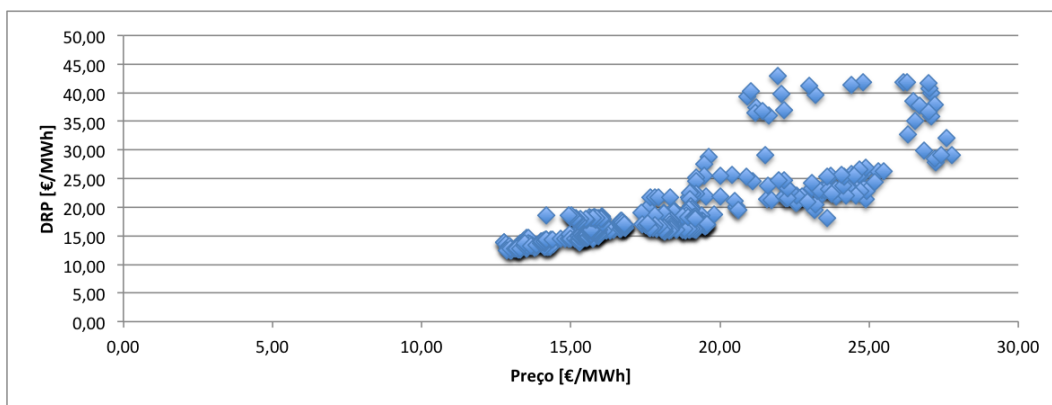


Figura 4.18: Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GMAES, com o DRP do produto GDAES_D+1.

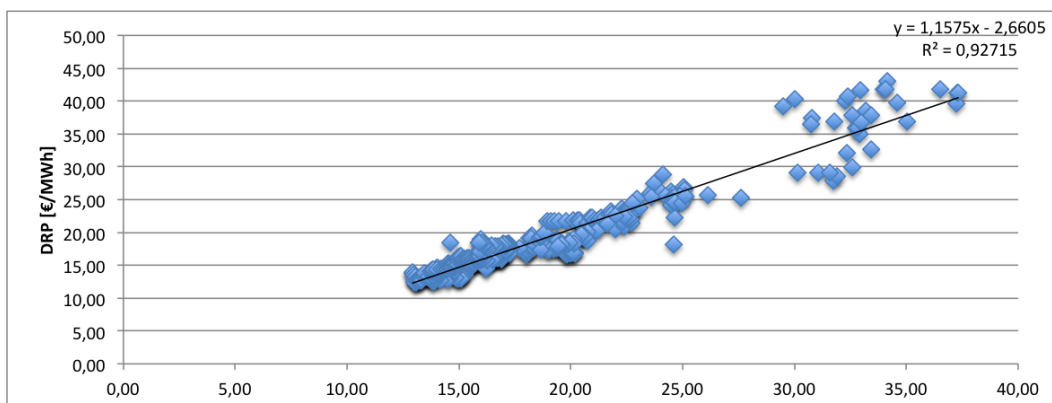


Figura 4.19: Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GDAES_D+3, com o DRP do produto GDAES_D+1.

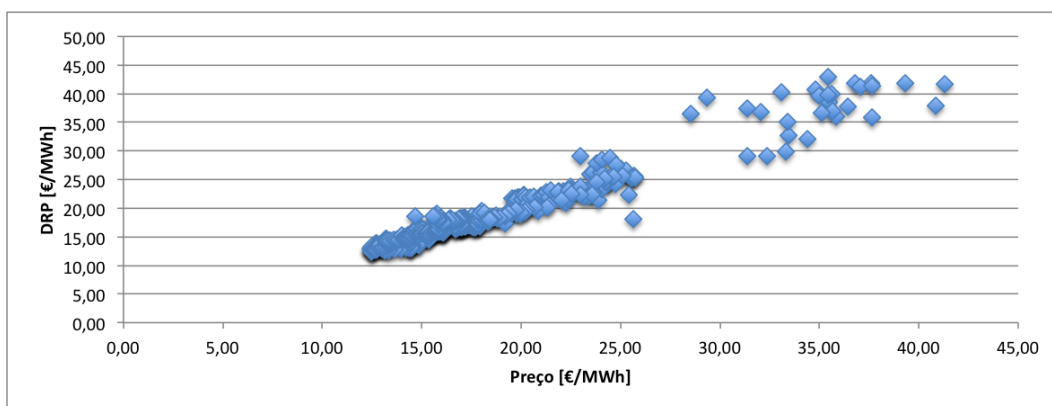


Figura 4.20: Verificação da relação entre a previsão do DRP de transação do produto GDAES_D+2, com o DRP do produto GDAES_D+1.

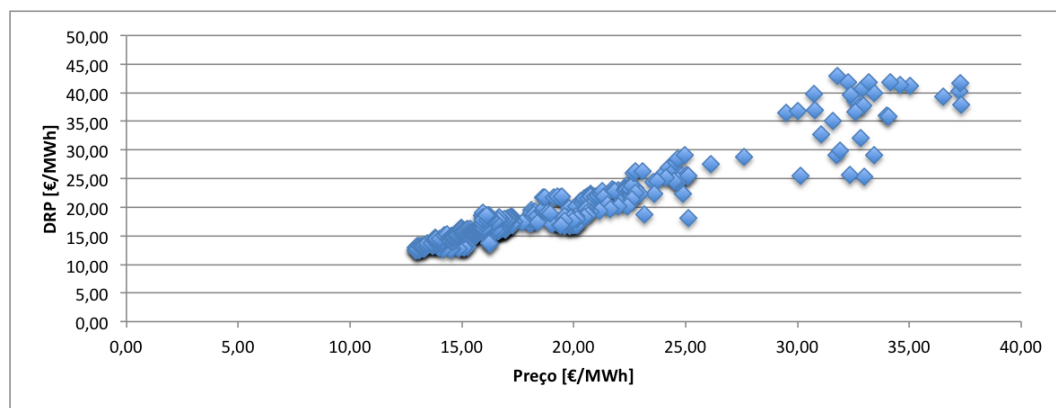


Figura 4.21: Verificação da relação entre a previsão do DRP de entrega do produto GDAES_D+3, com o DRP do produto GDAES_D+1.

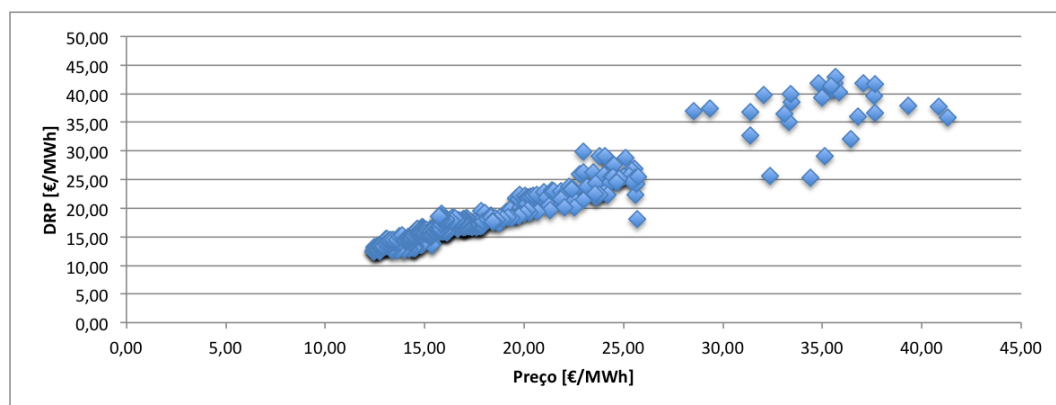


Figura 4.22: Verificação da relação entre a previsão do DRP de entrega do produto GDAES_D+2, com o DRP do produto GDAES_D+1.

À semelhança do que aconteceu nos restantes produtos, existe também dependência entre o DRP e a média de eletricidade produzida pelas centrais de ciclo combinado espanholas, nos 90 dias antes da data de transação do produto. Isto pode ser observado na figura 4.23. Foi também analisado o caso da média ser dos 30 dias anteriores, mas não se observou tão boa relação (4.24)

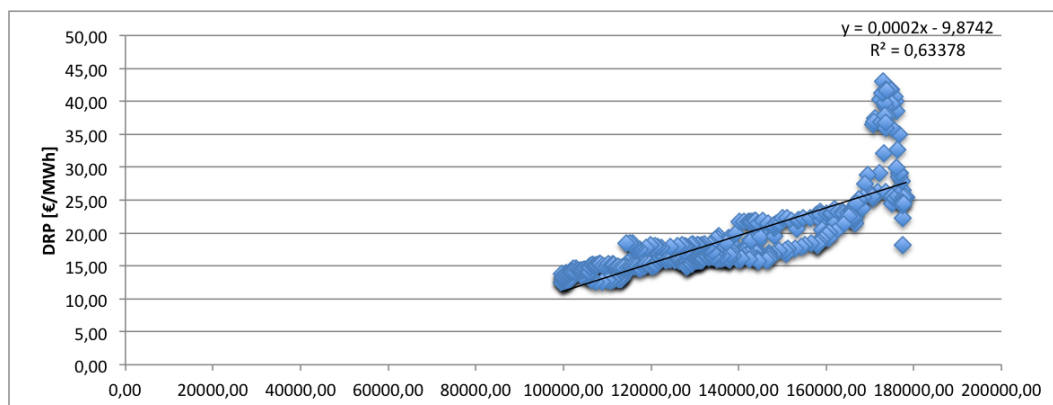


Figura 4.23: Verificação da dependência entre o DRP do produto GDAES_D+1 e a média de eletricidade produzida nas centrais de ciclo combinado de Espanha, nos 90 dias anteriores à data de transação do produto analisado.

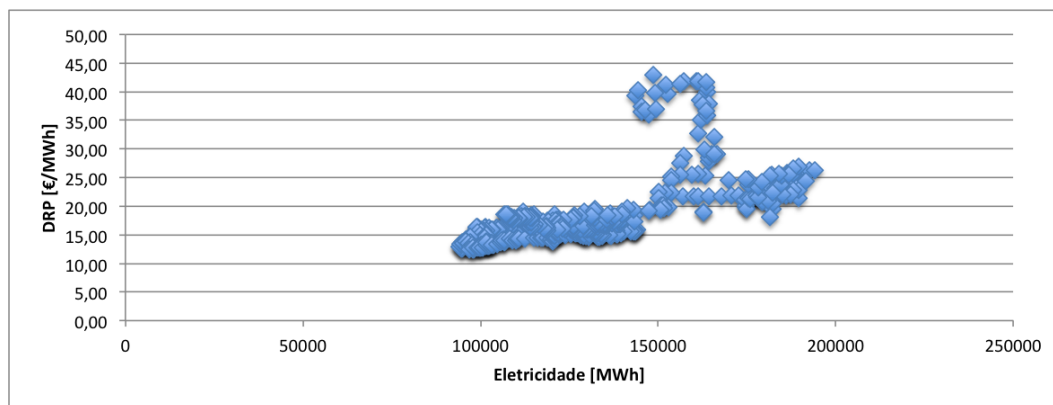


Figura 4.24: Verificação da dependência entre o DRP do produto GDAES_D+1 e a média de eletricidade produzida nas centrais de ciclo combinado de Espanha, nos 30 dias anteriores à data de transação do produto analisado.

A ordem de prioridade das variáveis que constituem o modelo de previsão é a seguinte:

1. Previsão do produto GDAES_D+2 para a sua data de transação;
2. Previsão do produto GDAES_D+3 para a sua data de transação;
3. Previsão do produto GDAES_D+2 para a sua data de entrega;
4. Previsão do produto GDAES_D+3 para a sua data de entrega;
5. Previsão do produto GMAES para a sua data de transação;
6. Mês de transação do produto GDAES_D+1;
7. Média de eletricidade produzida, nas centrais de ciclo-combinado espanholas, nos 90 dias anteriores à transação do produto GDAES_D+1.

4.2.5 GWDES – Produto diário

Finalmente, foi construído o modelo de previsão para o produto de entrega no próprio dia em que foi adquirido.

O produto GWDES, é, à semelhança do produto GDAES_D+1, um produto muito importante no mercado MIBGAS, tendo no período analisado, existido 417 transações que movimentaram 3973507 MWh de gás natural, no total.

Como nos modelos acima, o mês de transação tem uma relação de dependência com os DRPs analisados para este produto.

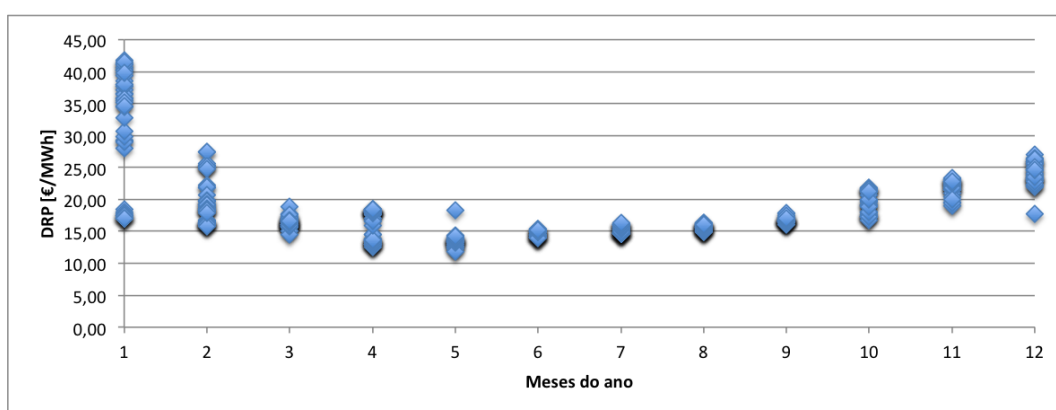


Figura 4.25: Verificação da relação de dependência entre o mês de transação e o produto estudado.

À semelhança dos restantes produtos, a média de eletricidade produzida pelas centrais de ciclo-combinado de Espanha, é importante para o modelo de previsão. De acordo com os testes efetuados a variável que obtinha um erro menor era a média eletricidade produzida nos 30 dias anteriores à transação do produto. A relação de dependência entre a variável e o *target* é observada na figura 4.26:

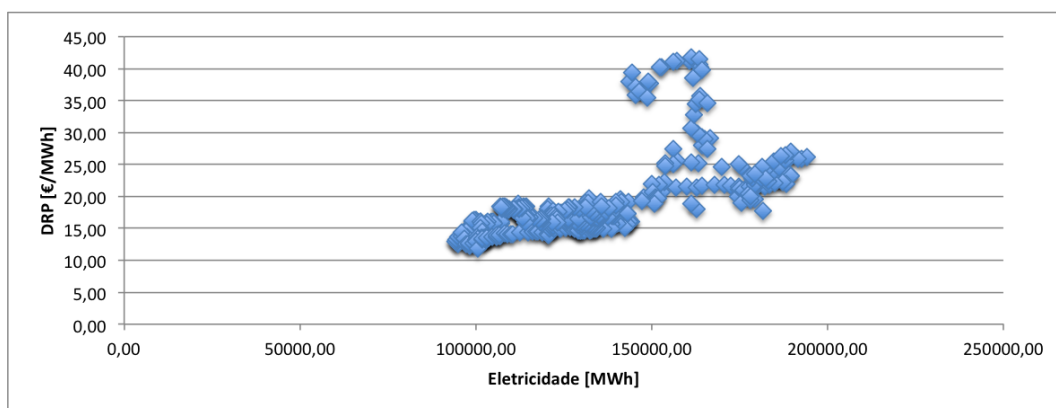


Figura 4.26: Verificação da relação de dependência entre a eletricidade produzida pelas centrais de ciclo-combinado espanholas, 30 dias antes da transação do produto e o DRP do produto GWDES.

Os produtos com melhor relação com o *target* e, portanto, as variáveis com as quais este tem maior dependência, são as previsões dos produtos anteriores, tanto para o seu dia de transação como para os dias onde estes produtos são entregues.

As relações de dependência encontram-se nas figuras seguintes:

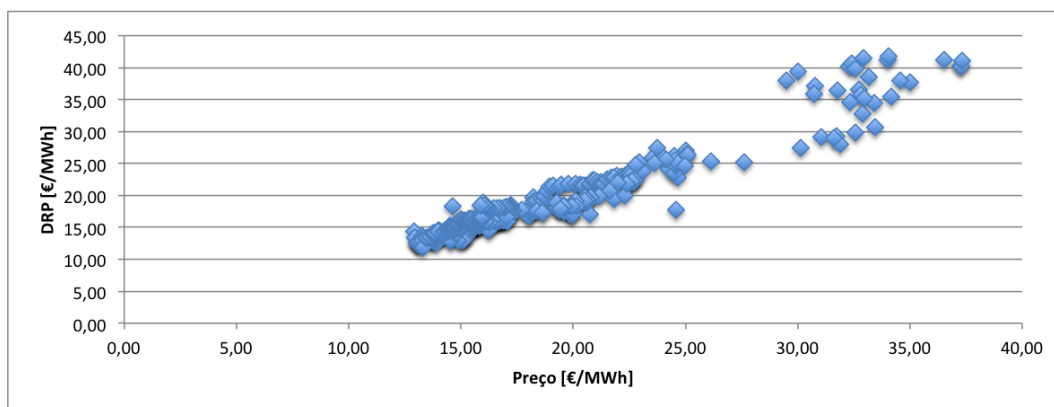


Figura 4.27: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+3 na sua data de transação e o produto GWDES.

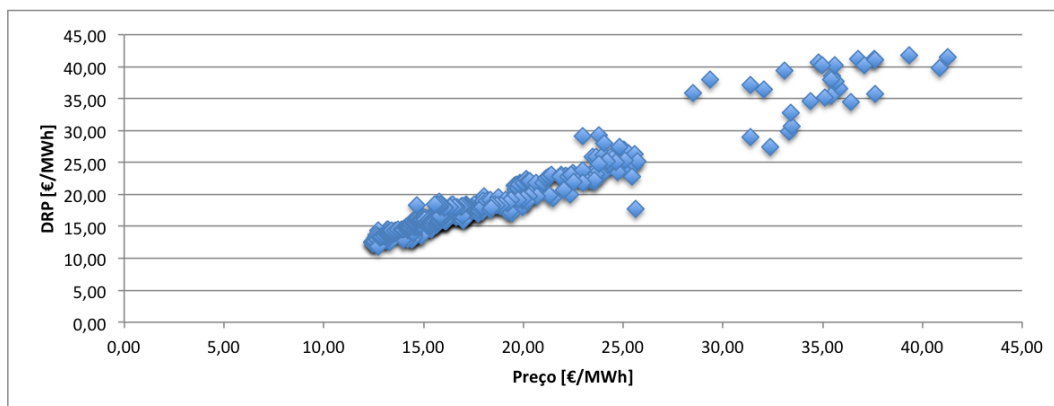


Figura 4.28: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+2 na sua data de transação e o produto GWDES.

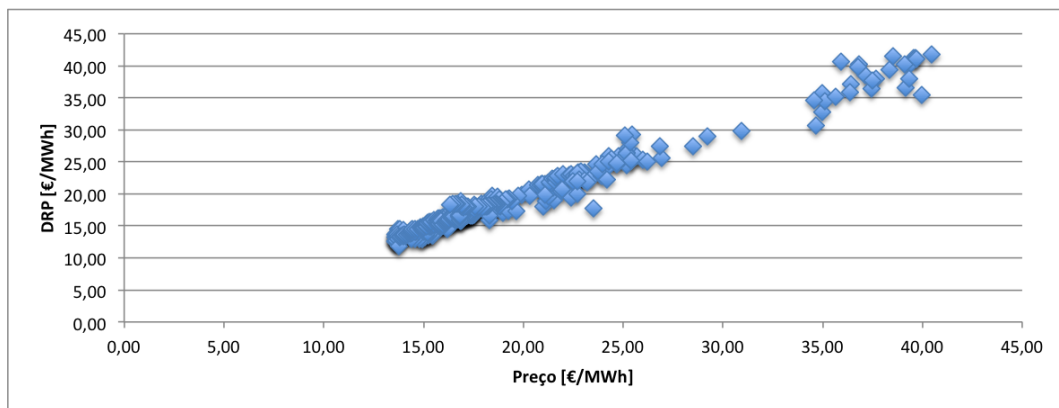


Figura 4.29: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+1 na sua data de transação e o produto GWDES.

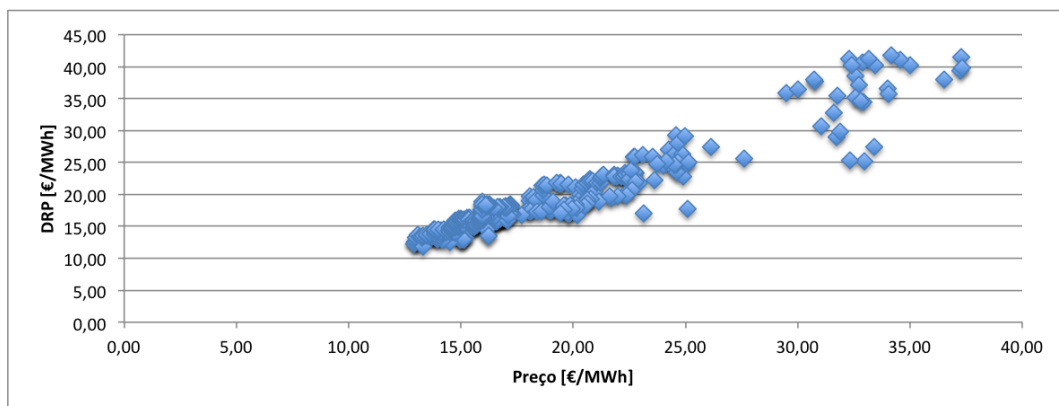


Figura 4.30: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+3 na sua data de entrega e o produto GWDES.

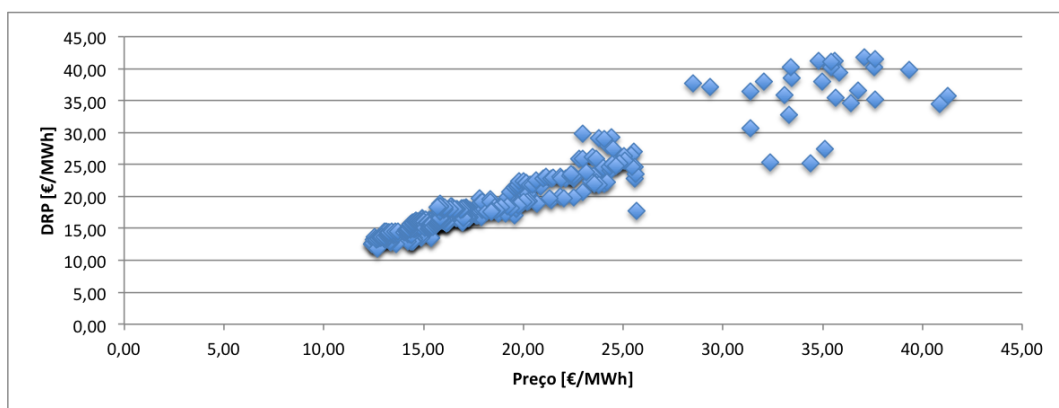


Figura 4.31: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+2 na sua data de entrega e o produto GWDES.

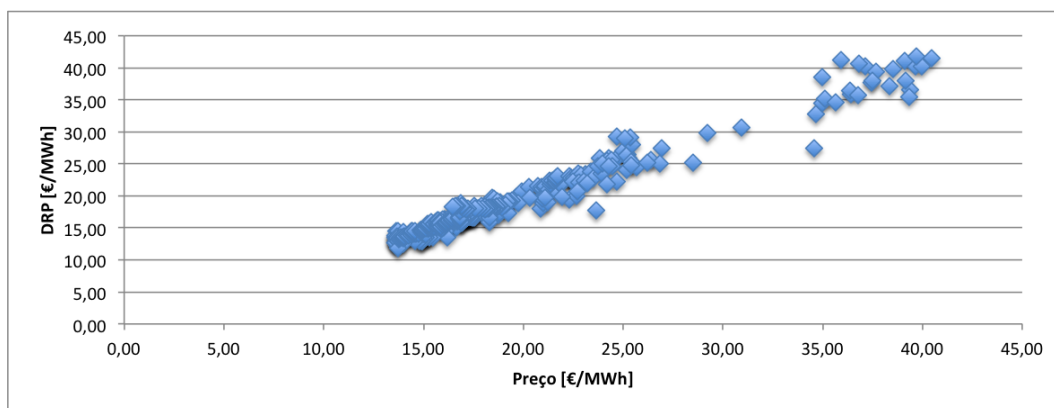


Figura 4.32: Verificação da relação de dependência entre o produto GDAES_D+1 na sua data de entrega e o produto GWDES.

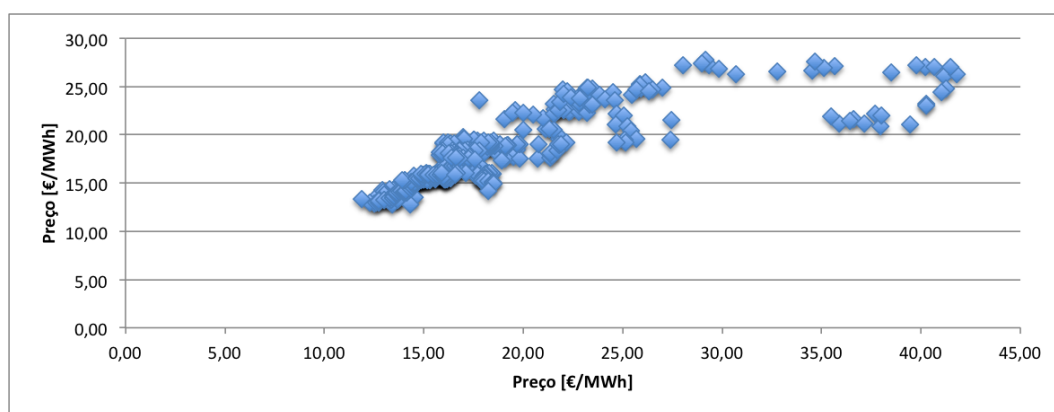


Figura 4.33: Verificação da relação de dependência entre o produto GMAES na sua data de transação e o produto GWDES.

A ordem de prioridade das variáveis para a construção do modelo de previsão é:

1. Previsão do produto GDAES_D+1 para a sua data de transação;
2. Previsão do produto GDAES_D+2 para a sua data de transação;
3. Previsão do produto GDAES_D+3 para a sua data de transação;
4. Previsão do produto GDAES_D+1 para a sua data de entrega;
5. Previsão do produto GDAES_D+2 para a sua data de entrega;
6. Previsão do produto GDAES_D+3 para a sua data de entrega;
7. Previsão do produto GMAES para a sua data de transação;
8. Mês de transação do produto GDAES_D+1;
9. Média de eletricidade produzida, nas centrais de ciclo-combinado espanholas, nos 30 dias anteriores à transação do produto GWDES.

4.3 Resumo de entradas dos modelos

A figura 4.34 serve como resumo das variáveis que foram utilizadas como entradas de cada um dos modelos de previsão que foram construídos nesta dissertação.

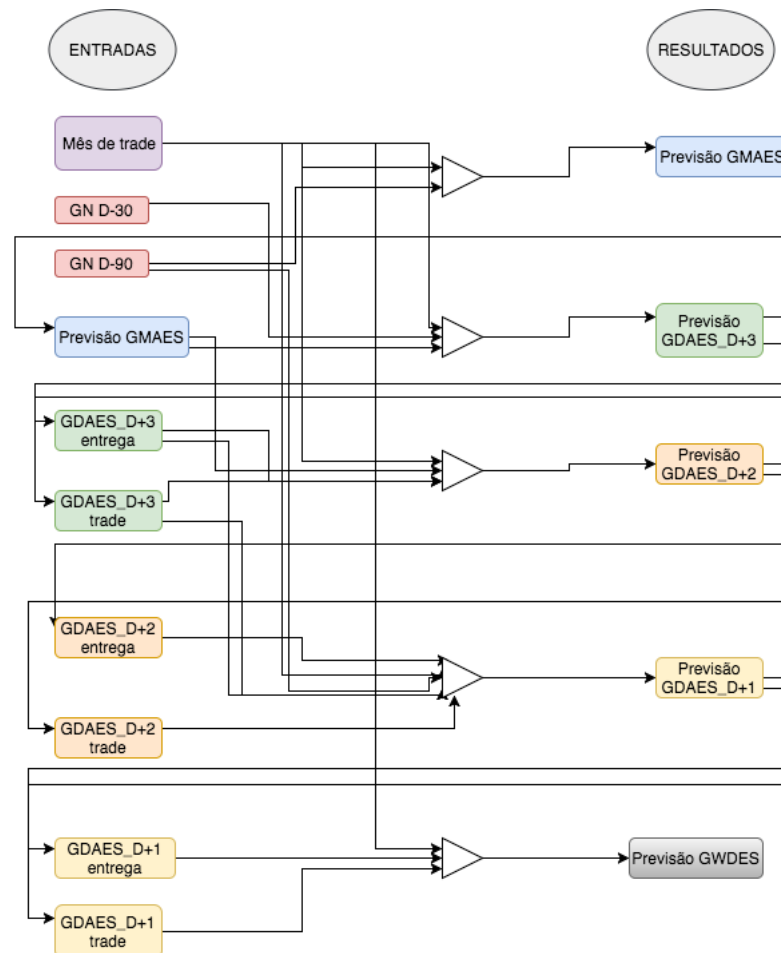


Figura 4.34: Diagrama de blocos que mostra a relação entre as variáveis para a construção dos modelos de previsão.

Capítulo 5

Análise de resultados

Neste capítulo e no seguimento do capítulo 4, serão analisados os resultados de cada modelo de previsão para cada produto do MIBGAS. Cada modelo de previsão tem como objetivo diminuir o erro MAPE de cada previsão dos DRPs de transação dos diferentes produtos e nesta secção serão comparados os diferentes modelos de previsão que foram construídos para cada produto, de acordo com a sua ordem de prioridade das variáveis. O primeiro modelo construído para cada produto é constituído por todas as variáveis, sendo que após este ponto inicial, as variáveis vão sendo retiradas do modelo para verificar se o erro diminui. Este processo é repetido até se atingir um resultado satisfatório do erro, para cada produto.

5.1 GMAES – Produto de entrega no mês seguinte

Este produto, e como visto na secção 4 é o que tem menos transações durante todo o período estudado, o que limita as variáveis que podem ser utilizadas para a construção do seu modelo de previsão. Foram então utilizados 3 modelos de previsão diferentes, que são comparados na figura abaixo:

GMAES			
Variáveis	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Mês de trade			
GN D-30			
GN D-90			
MAPE	4,26%	4,92%	1,32%

Figura 5.1: Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.

Na figura 5.1:

- "GN D-30" é a representação da produção média de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado, consumidoras de gás natural em Espanha, nos 30 dias anteriores à data de transação do produto.

- "GN D-90" é a representação da produção média de eletricidade pelas centrais de ciclo-combinado, consumidoras de gás natural em Espanha, nos 90 dias anteriores à data de transação do produto.

No primeiro modelo foi apenas utilizada a variável "mês de transação" de forma a definir a importância da mesma na construção dos modelos de previsão. Apenas com esta variável foi obtido um MAPE de 4,26%, que é um valor bastante interessante na previsão. Após estar definido que esta variável tinha de estar presente na construção do modelo, testou-se para que variável adicional se obtinha um melhor resultado, sendo que este se encontrou com a utilização da variável "GN D-90".

Observando a tabela 5.1, chegamos à conclusão que o melhor modelo, ou seja, o que tem o MAPE menor, é o modelo que utiliza:

- Mês de transação;
- GN D-90;

Este modelo consegue um MAPE de 1,32%. Para confirmar a boa precisão da previsão podemos observar as figuras seguintes:

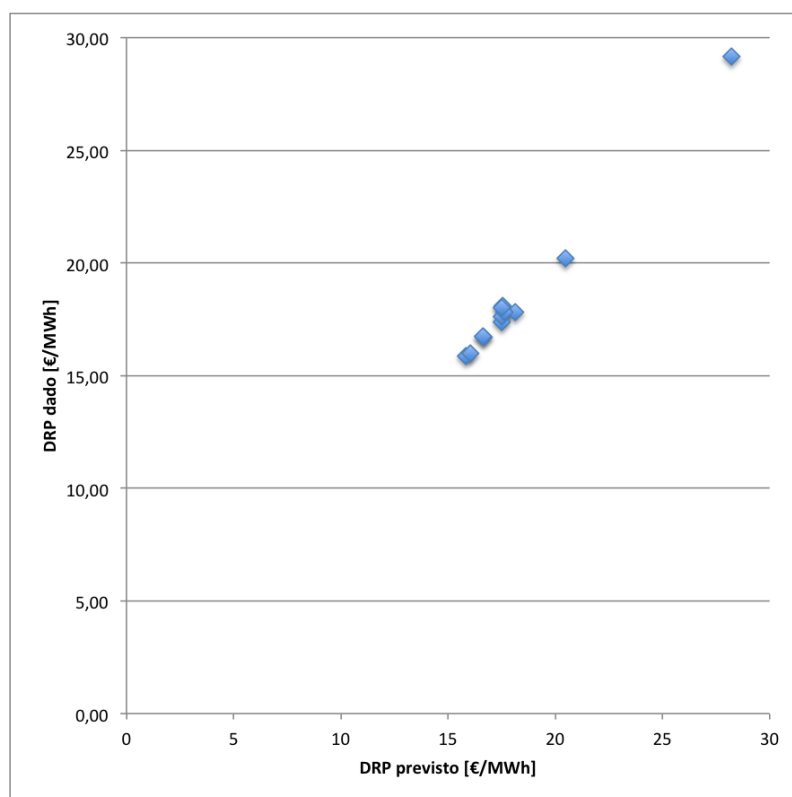


Figura 5.2: Gráfico *scatter* que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.

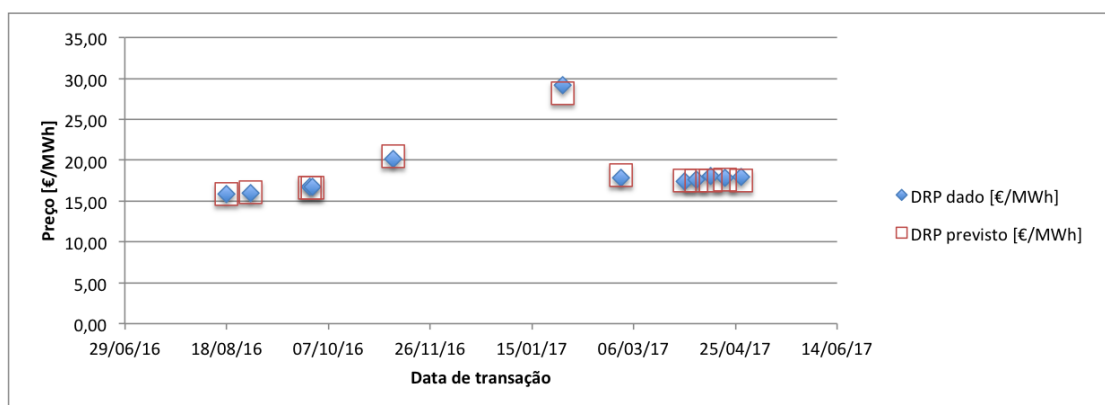


Figura 5.3: Curva caraterística da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.

Da figura 5.2 podemos retirar que a comparação entre os dados que são previstos pelo modelo de previsão utilizado, e os dados recolhidos no *website* do mercado MIBGAS, devem estar o mais próximo possíveis de uma reta que mantenha a mesma distância entre os dois eixos da figura. Na figura 5.3 é possível observar as curvas caraterísticas dos dados "verdadeiros" e das previsões obtidas, e confirmar que estas curvas estão quase totalmente sobrepostas.

5.2 GDAES_D+3 – Produto de entrega diária

O GDAES_D+3 é um produto para entrega diária, 3 dias após a sua transação no mercado de gás natural MIBGAS. Para a previsão do DRP futuro foram construídos também dois modelos de previsão que para além de utilizarem os dados da secção 5.1, utilizaram também os DRPs previstos para o produto GMAES. Os modelos de previsão são comparados na figura 5.4:

GDAES_D+3					
Variáveis	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Mês de trade					
GN D-30					
GN D-90					
Previsão GMAES					
MAPE	7,47%	5,80%	7,31%	5,59%	7,76%

Figura 5.4: Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.

Na construção deste modelo de previsão testaram-se várias combinações das variáveis. A variável mês de transação, nos quadros representada como: "mês de trade" foi incluída em todos os modelos, após comprovada a sua importância no produto anterior.

O primeiro modelo testado utilizava apenas as variáveis do mês de transação e da previsão do produto anterior. Neste caso, o produto GMAES e o seu erro MAPE foi igual a 7,45%. Numa segunda etapa foram testadas as variáveis do gás natural consumido nas centrais de ciclo-combinado, tanto nos 30 como nos 90 dias antes da data de transação presente do produto GDAES_D+3. Entre estas duas variáveis, a que obteve um melhor resultado foi a dos 30 dias anteriores, sendo que esta ficou então fixada no modelo. A terceira e última etapa de construção do modelo utilizava

a variável de previsão do DRP do GMAES, conjugada com o mês de transação e as médias de gás natural consumido e, como seria de esperar, foi a combinação: mês de transação, GN D-30 e Previsão GMAES, que obteve um erro MAPE menor, neste caso igual a 5,59%.

Os gráficos seguintes, de comparação entre a previsão e os dados recolhidos, demonstram o enunciado acima:

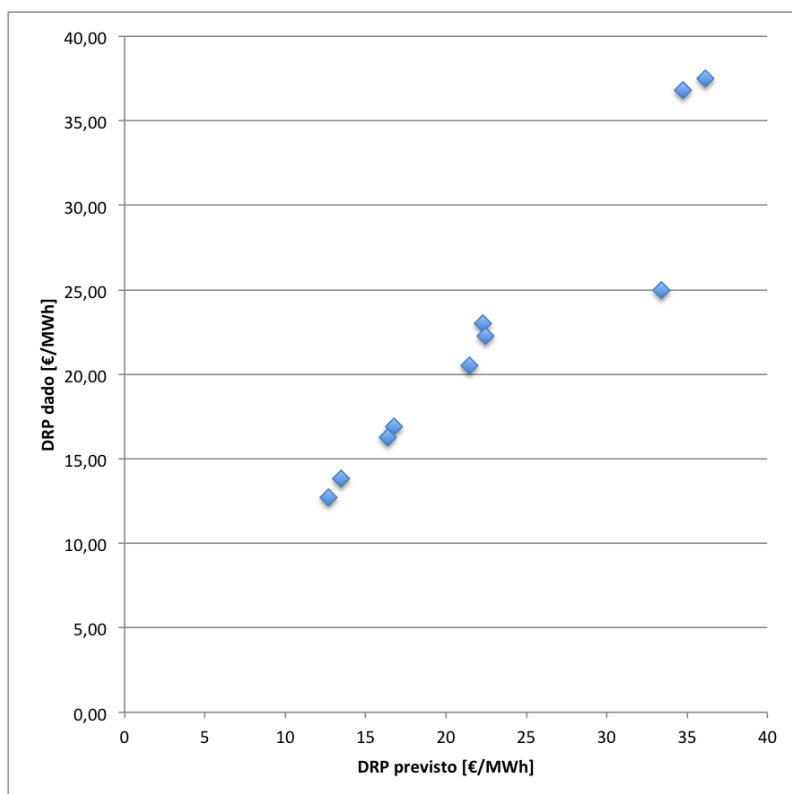


Figura 5.5: Gráfico *scatter* que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.

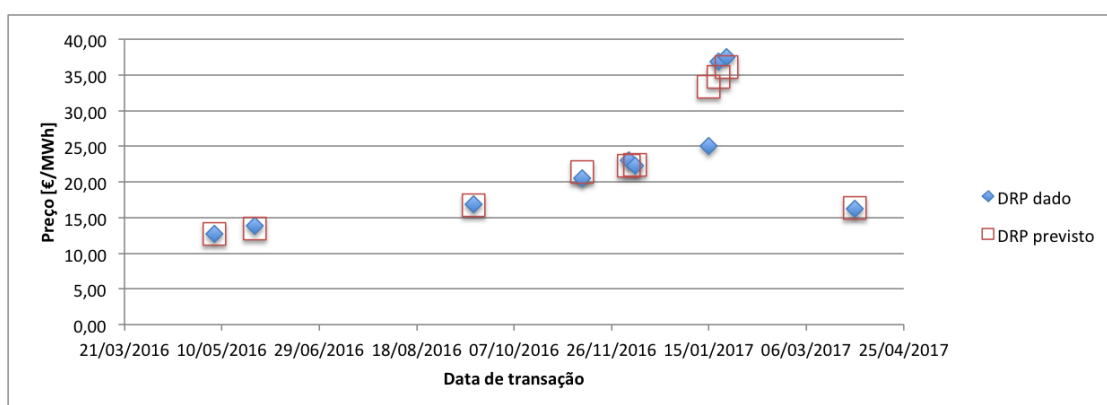


Figura 5.6: Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.

Nas figuras acima, 5.5 e 5.6, pode-se observar que a reta construída já não é tão perfeita como

no produto GMAES, e também os pontos obtidos na previsão e os pontos dados já não está tão bem sobrepostas. É também esperado que, de entre os produtos para entrega diária, este modelo de previsão tenha o maior erro MAPE associado, pelo facto dos restantes modelos utilizarem os dados que serão obtidas nas previsões dos DRPs dos produtos anteriores.

5.3 GDAES_D+2 – Produto de entrega diária

No processo de construção do modelo de previsão para o produto GDAES_D+2, foram utilizados 5 modelos de previsão que são comparados na figura 5.7.

GDAES_D+2					
Variável	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Mês de trade					
GN D-30					
GN D-90					
Previsão GMAES					
Previsão D+3 trade					
Previsão D+3 entrega					
MAPE	10,01%	4,46%	4,27%	4,31%	5,12%

Figura 5.7: Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.

Para a construção deste modelo de previsão, já estava definido através da experiência adquirida na construção dos modelos anteriores, que a variável "mês de transação" teria de fazer parte. Após isto, testaram-se as restantes variáveis para descobrir a combinação que obtinha um erro MAPE menor. Para esta etapa do processo, construíram-se dois modelos que conjugavam todas as variáveis possíveis, apenas trocando as variáveis "GN D-30" e a variável "GN D-90". Este processo serve para a eliminação da variável que tivesse associada a um erro MAPE maior. Testou-se ainda, na mesma etapa, um modelo onde se retiravam as duas variáveis. Dos 3 modelos construídos o que obteve melhores resultados foi o que não tinha nenhuma das variáveis acima enunciadas.

Numa segunda etapa desta construção de modelo (e assumindo que as variáveis que estavam associadas à previsão do produto "GDAES_D+2" teriam sempre de ser consideradas), devido à forte relação de dependência observada no capítulo 4, testou-se não utilizar a variável de previsão do DRP do produto GMAES e utilizar a variável "GN D-90" e vice-versa. Como nenhum destes modelos obteve um erro melhor que o modelo 3, esse modelo ficou como o modelo final.

O modelo de previsão que apresentou menor resultado de erro foi o número 3, que utiliza como variáveis:

- Mês de transação;
- Previsão do produto GMAES;
- Previsão do produto GDAES_D+3 na sua data de entrega;
- Previsão do produto GDAES_D+3 na sua data de transação;

O erro MAPE obtido foi de 4,27%, ou seja, e como seria de esperar, menor que o erro do produto anterior. De notar que no produto GDAES_D+2, e para a construção do seu modelo de previsão, não foram utilizados os dados sobre o gás natural que é consumido nas centrais de ciclo-combinado espanholas. Apenas neste modelo é que tal se verifica.

Os gráficos seguintes, de comparação entre a previsão e os dados recolhidos, provam o que está escrito acima, isto é, demonstram uma melhor relação entre a previsão e o *target*, que se manifesta por um erro menor:

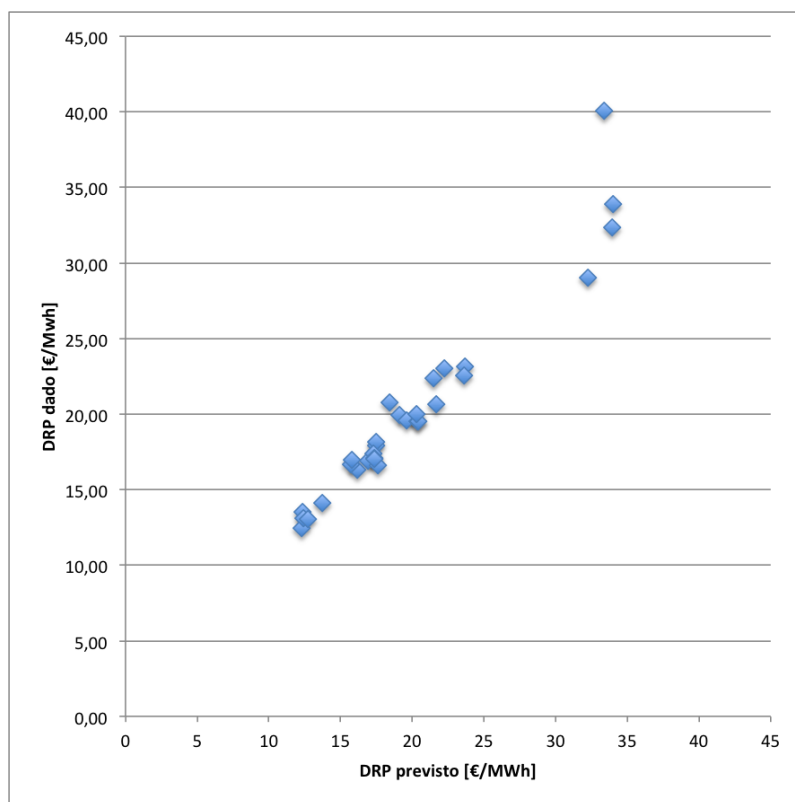


Figura 5.8: Gráfico *scatter* que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.

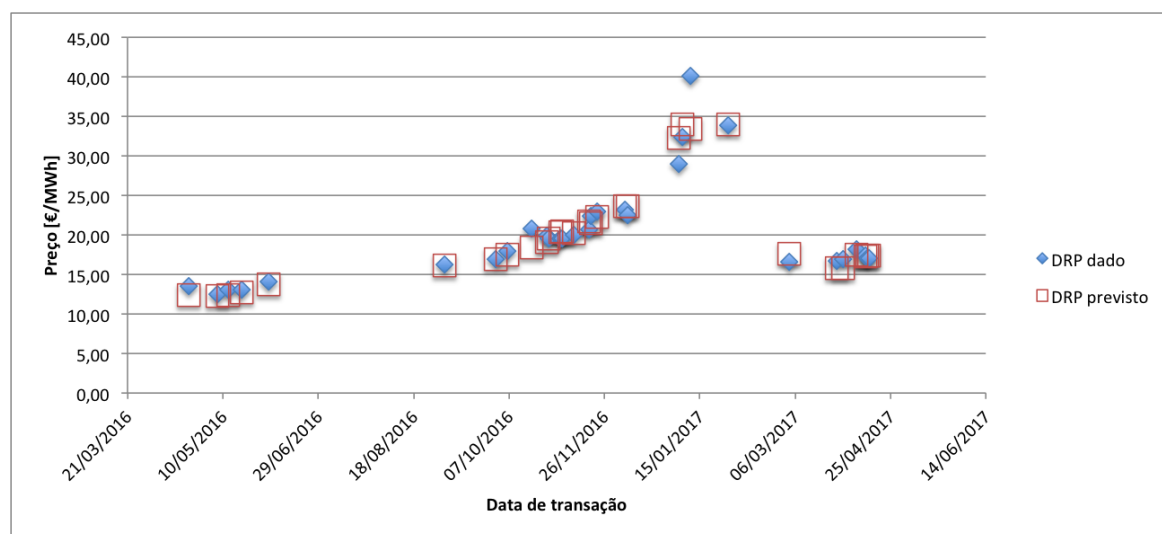


Figura 5.9: Curva caraterística da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.

No gráfico 5.8, podemos observar que, a reta construída está bastante próxima do resultado ideal. No caso do gráfico da figura 5.9, é visível uma boa sobreposição dos diversos pontos das duas séries representadas, mas ainda se observam alguns pontos onde não existe sobreposição. Estes são os pontos onde existe um maior erro de previsão.

5.4 GDAES_D+1 – Produto de entrega diária

O GDAES_D+1 é o produto para entrega no dia seguinte à sua aquisição, e é também o produto que mais volume movimentou em todo o período estudado, tendo por isso um número bastante grande de entradas e de dados para a construção do modelo de previsão.

Para a construção do modelo de previsão deste produto foi utilizada a mesma metodologia do produto anterior, ou seja, foram feitas duas etapas de construção sendo que na primeira testaram-se todas as variáveis intercalando ter a variável "GN D-30" ou a variável "GN D-90", ou ainda não ter nenhuma das duas. Dos 3 modelos construídos na primeira etapa, o que conseguiu um melhor resultado foi o que utilizava a variável "GN D-90", e por isso ficou definido que esta variável teria de fazer parte do modelo de previsão.

Na segunda etapa de construção do modelo foi retirada a variável de previsão do DRP do produto de entrega mensal, e noutro modelo ainda foi retirada esta variável e também a que está associada ao consumo de gás natural pelas centrais de ciclo-combinado espanholas. O melhor erro obtido foi igual a 3,23%, no modelo 4, que em relação ao melhor modelo da primeira etapa retirou a variável de previsão do DRP do GMAES.

O erro obtido para o modelo de previsão deste produto é, como seria de esperar, menor que o erro do modelo de previsão construído para o produto anterior.

GDAES_D+1					
Variável	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Mês de trade					
GN D-30					
GN D-90					
Previsão GMAES					
Previsão D+3 trade					
Previsão D+3 entrega					
Previsão D+2 trade					
Previsão D+2 entrega					
MAPE	3,26%	3,29%	3,38%	3,23%	3,32%

Figura 5.10: Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.

Neste produto de entrega diária, o modelo construído vem associado a um erro de 3,23% e é composto pelas seguintes variáveis:

- Mês de transação;
- GN D-90 (ver 5.1 para definição);
- Previsão do produto GDAES_D+3 na sua data de entrega;
- Previsão do produto GDAES_D+3 na sua data de transação;
- Previsão do produto GDAES_D+2 na sua data de entrega;
- Previsão do produto GDAES_D+2 na sua data de transação;

Na construção deste modelo de previsão é utilizado novamente a média de eletricidade diária produzida nas centrais de ciclo-combinado espanholas e o modelo fica completo com o mês de transação e com as previsões obtidas para cada um dos outros produtos para entrega diária já analisados.

Os gráficos seguintes de comparação entre a previsão e os dados recolhidos, demonstram o escrito acima, isto é, demonstram uma melhor relação entre a previsão e o *target*, que se manifesta por um erro menor:

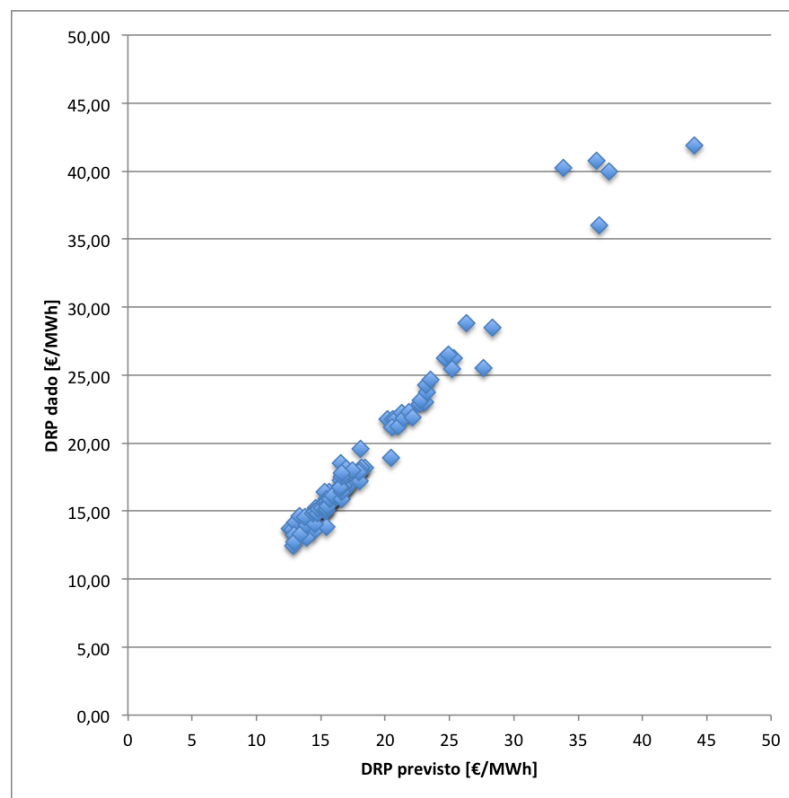


Figura 5.11: Gráfico *scatter* que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.

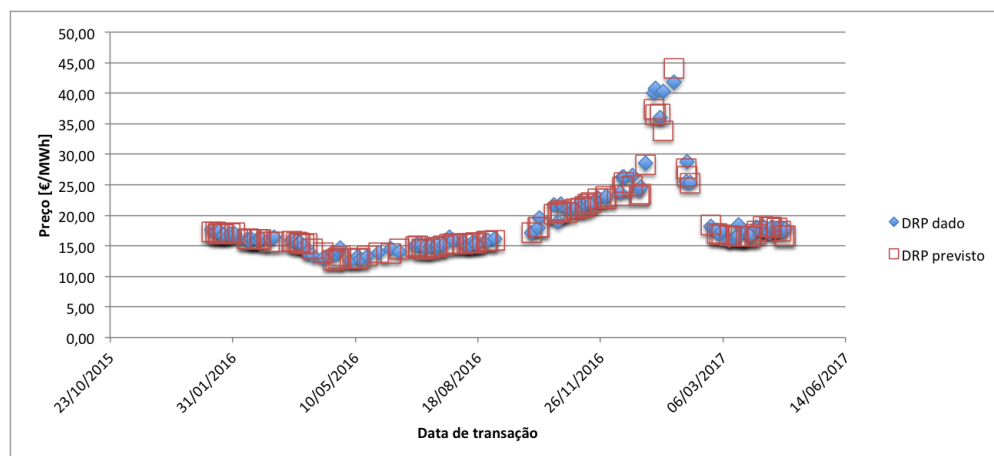


Figura 5.12: Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.

Como consequência de um erro MAPE reduzido, nas figuras acima podemos então observar uma reta quase perfeita quando são comparados os resultados da previsão, com os dados de teste 5.11 e é também possível observar uma boa sobreposição das curvas características dos resultados da previsão e dos dados utilizados para testar a rede neuronal artificial que foi criada com este modelo de previsão (5.12).

5.5 GWDES – Produto de entrega diária

O produto para entrega no seu dia de aquisição é o segundo produto que mais volume movimentou durante o período analisado, e foi o último produto a ser analisado. Devido a isto, o seu modelo de previsão utiliza as previsões obtidas para os restantes produtos, o mês de transação e a produção média de eletricidade, nas centrais de ciclo-combinado espanholas. Para este produto foram construídos 6 modelos de previsão que são comparados no quadro seguinte:

GWDES						
Variável	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
Mês de trade						
GN D-30						
GN D-90						
Previsão GMAES						
Previsão D+3 trade						
Previsão D+3 entrega						
Previsão D+2 trade						
Previsão D+2 entrega						
Previsão D+1 trade						
Previsão D+1 entrega						
MAPE	3,17%	3,37%	3,21%	3,22%	3,09%	3,13%

Figura 5.13: Comparação entre os modelos utilizados para a previsão.

Para a construção dos modelos acima enunciados, e como já tinha sido feito nos produtos anteriores, dividiu-se a construção do modelo por etapas.

Na primeira etapa e à semelhança do efetuado para os produtos anteriores, foram testados 3 modelos que utilizavam à vez a variável "GN D-30", a variável "GN D-90" e outro que não utilizava nenhuma das variáveis. O menor erro foi obtido no modelo que utiliza a variável "GN D-30", sendo por isso os modelos da segunda etapa construídos com a utilização da mesma.

Na segunda etapa de construção do modelo foram construídos modelos em que eram retiradas as previsões dos produtos anteriores, tanto fossem eles para entrega no mês seguinte, ou produtos de entrega diária. O modelo que melhor resultado obteve foi o modelo 5, que apenas conjuga as previsões do produto GDAES_D+1, o mês de transação e a variável "GN D-30". Este modelo teve um erro MAPE igual a 3,09%.

Deve-se notar também que em todos os modelos de previsão criados, o erro obtido é semelhante e baixo.

Os gráficos seguintes, de comparação entre a previsão e os dados recolhidos, mostram a relação entre o *target* desejado e as previsões obtidas pelo modelo 5:

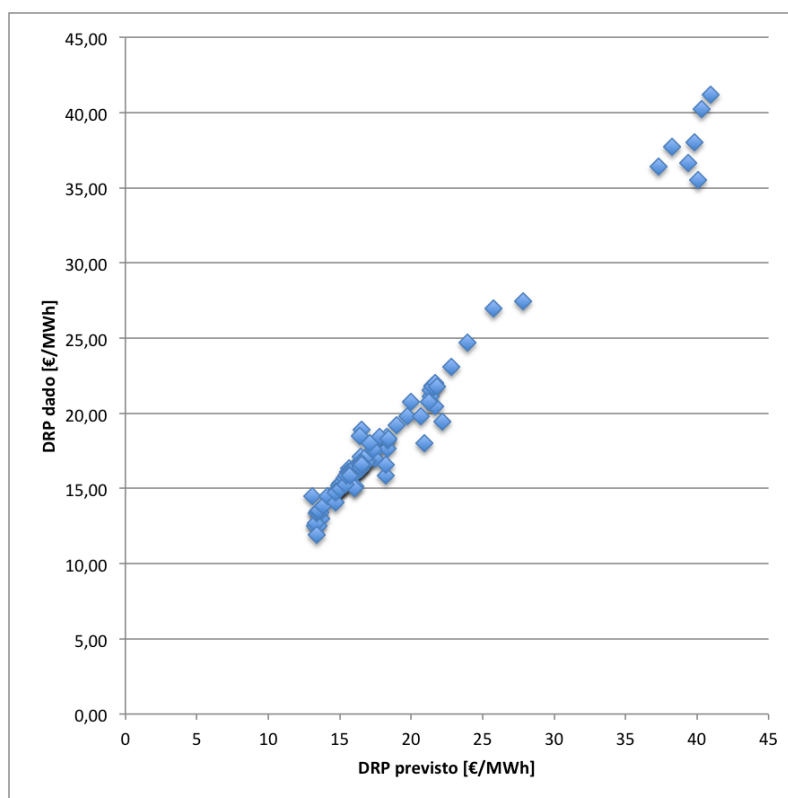


Figura 5.14: Gráfico *scatter* que relaciona a previsão (eixo x) com os dados reais do mercado MIBGAS.

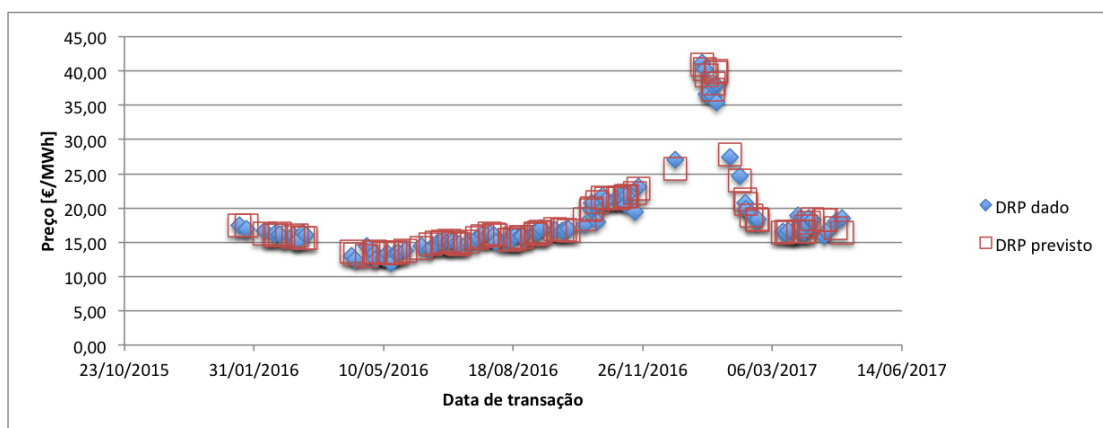


Figura 5.15: Curva característica da previsão e dos dados reais do mercado MIBGAS.

Na figura 5.14 como seria de esperar, devido ao baixo erro, existe uma reta quase perfeita, e na figura 5.15, uma quase completa sobreposição das duas curvas, sendo isto mais um facto revelador de um bom modelo de previsão.

O erro associado ao modelo de previsão deste produto é menor que no produto anterior, como seria de esperar. É de esperar que os erros diminuam de produto para produto, porque cada produto utiliza as previsões do produto anterior.

Capítulo 6

Conclusões

Após o capítulo anterior 5, onde foram construídos e explicados os modelos de previsão de cada produto do mercado diário de gás natural MIBGAS, este capítulo serve como conclusão, ao trabalho realizado, onde se pretende mostrar o encadeamento dos produtos na construção dos modelos de previsão e enunciar os benefícios que estas previsões trazem ao dia-a-dia dos consumidores e dos vendedores do MIBGAS.

Os modelos de previsão construídos têm de respeitar uma determinada ordem porque, por exemplo, são necessários os resultados da previsão do DRP do produto GMAES para obter a previsão do DRP do produto GDAES_D+2.

Através da figura ??, pretende-se explicar como a construção dos modelos de previsão está encadeada. Nesta figura estão as entradas (à esquerda) e as respetivas previsões resultantes (à direita), isto é, seguindo a imagem da esquerda para a direita, de cima para baixo e seguindo os blocos da mesma cor, conseguimos observar que as previsões do produto "anterior" são necessárias para a construção do modelo de previsão seguinte, e é por isso que é necessário seguir esta ordem na construção dos modelos.

A figura 6.2 serve de complemento à imagem anterior (figura: ?? e mostra que variáveis são utilizadas para a construção de cada modelo e o erro a que cada produto está sujeito. As primeiras variáveis a serem utilizadas foram o mês de transação e a média de eletricidade produzida em centrais de ciclo combinado 30 ou 90 dias antes da data de transação do produto que estava a ser analisado. Estas variáveis tinham uma boa dependência com os vários DRPs dos vários produtos, mas em alguns dos casos o erro diminuía quando não eram utilizadas.

A construção dos modelos dos produtos de entrega diária utiliza os valores previstos nos produtos anteriores, tanto na sua data de transação, como na data que estes serão entregues. Esta medida irá potencialmente baixar o erro MAPE obtido.

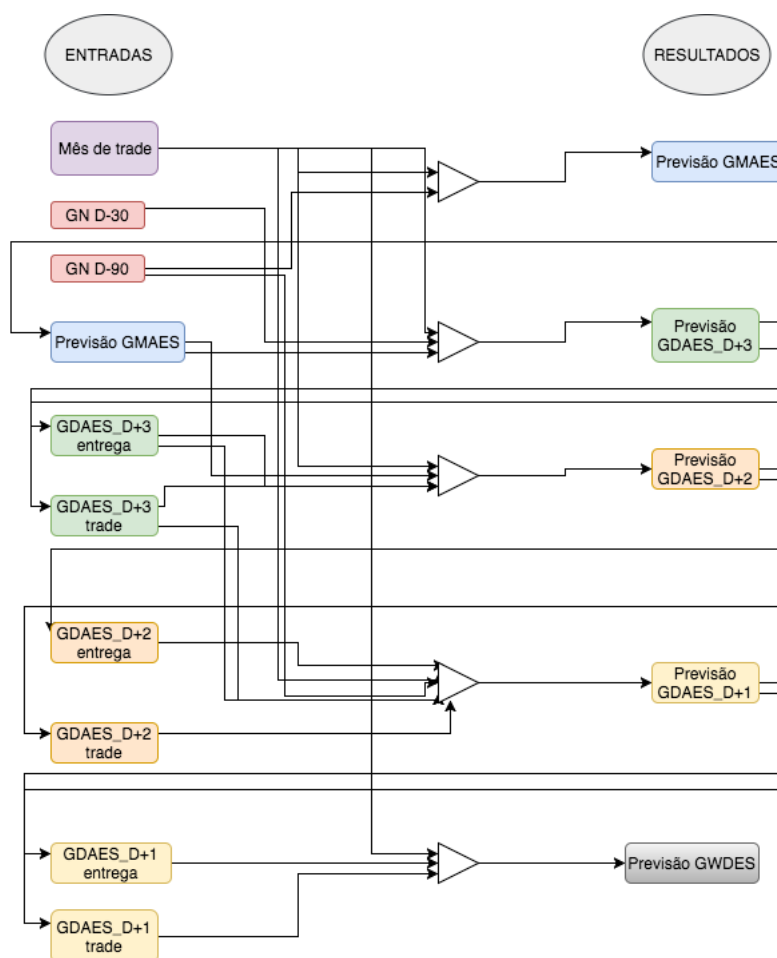


Figura 6.1: Diagrama de blocos que mostra a relação entre as variáveis para a construção dos modelos de previsão.

Variáveis	Produtos				
	GMAES	GDAES_D+3	GDAES_D+2	GDAES_D+1	GWDES
Mês de trade					
GN D-30					
GN D-90					
Previsão GMAES					
Previsão D+3 trade					
Previsão D+3 entrega					
Previsão D+2 trade					
Previsão D+2 entrega					
Previsão D+1 trade					
Previsão D+1 entrega					
MAPE	1,32%	5,59%	4,27%	3,23%	3,09%

Figura 6.2: Comparação entre as variáveis utilizadas na construção dos modelos de previsão.

O erro obtido é, como seria de esperar, maior nos produtos de entrega mais distante, exceto no produto para entrega mensal onde os resultados obtidos podem ser mesmo considerados uma surpresa. Os restantes erros, com percentagens aproximadas entre os 5,5% e os 3%, significam erros de centavos nos preços dos DRPs previstos.

O MIBGAS é um mercado ainda em desenvolvimento, apenas funcional em Espanha, e que por isso não dispõe ainda de uma grande quantidade de dados para analisar, identificar os seus padrões e com isso construir melhores modelos de previsão. No entanto, como se pode observar nesta dissertação, já é possível criar modelos com desempenhos bastante bons e com isso obter previsões fiáveis.

A possibilidade de previsão dos preços dos determinados produtos é bastante importante neste mercado em expansão e que, mesmo sem estar em pleno funcionamento, obteve um grande aumento de volume transacionado entre os meses comparáveis de 2016 e 2017. É expectável existir um aumento ainda maior quando este mercado estiver a funcionar na sua plenitude, o que reforça ainda mais a importância da previsão de preços nas estratégias que serão seguidas pelos agentes que atuam no MIBGAS.

Relativamente aos objetivos que haviam sido definidos, nesta dissertação conseguiu-se estudar, de forma satisfatória, o MIBGAS e os seus produtos. Os preços dos produtos deste mercado foram analisados e foram também identificados os eventuais padrões dos mesmos. Provou-se também nesta dissertação, que embora ainda exista uma pequena base de dados dos preços do MIBGAS, já é possível criar modelos de previsão de preço.

Numa perspetiva futura, este trabalho tem boas condições de continuidade. No futuro, e dentro de poucos anos, quando o mercado estiver perfeitamente estabilizado e operacional tanto em Portugal como em Espanha, a base de dados dos preços irá aumentar, o que facilitará a criação dos modelos e diminuirá o seu erro associado. Também é possível adicionar a variável de previsão do consumo das centrais de ciclo-combinado, que são as maiores consumidoras de gás natural. Adicionando uma variável de previsão de volume que será consumido, também é expectável que se diminua o erro.

Referências

- [1] Heraldos Rosa de Vasconcelos. O Gás Natural no mercado de Energia Breve história da Introdução do Gás Natural em Portugal A Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. 2011. Citado nas páginas xi e 2.
- [2] REN. Porto Sines, 2016. Citado nas páginas xi e 8.
- [3] ERSE. Tarifa e Preços de Gás Natural do ano gás 2016-2017, Parâmetros para o período de regulação 2016-2019. 2017. Citado nas páginas xi, 19, 20, 21 e 22.
- [4] wOnD2.png (1020681). URL: <https://i.stack.imgur.com/wOnD2.png>. Citado nas páginas xi e 38.
- [5] UE. Quarterly Report Energy on European Gas Markets Market Observatory for Energy DG Energy. 2017. URL: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly{ }report{ }on{ }european{ }gas{ }markets{ }q4{ }2016.pdf>. Citado nas páginas xi, 48 e 49.
- [6] MIBGAS | Mercado Ibérico del Gas. URL: <http://www.mibgas.es/pt/mercados-gas>. Citado nas páginas xi, 22, 31, 48, 49 e 57.
- [7] Portal ERSE - Atividades do Setor. URL: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/actividadesdosector/Paginas/default.aspx>. Citado na página 8.
- [8] REN - Gás Natural. URL: <https://www.ren.pt/pt-PT/o{ }que{ }fazemos/gas{ }natural/>. Citado na página 8.
- [9] ERSE. Notas relativas ao funcionamento operacional do sngn no âmbito do enquadramento regulamentar da erse. 2007. Citado na página 9.
- [10] ERSE. Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás Natural. 2013. URL: www.erse.pt. Citado na página 9.
- [11] ERSE. Tarifário do setor do gás natural. 2016. Citado nas páginas 10 e 18.
- [12] ERSE. Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019. Relatório técnico, ERSE, 2016. Citado nas páginas 12, 13, 14 e 18.
- [13] ERSE. Regulamento de Relações Comerciais. 2016. Citado na página 18.
- [14] Ministerio D E Educación e Cultura Y Deporte. Boletín oficial del estado. *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO Miércoles 30 de julio de 2014 Sec.*, páginas 60502–60511, 2014. Citado na página 31.

- [15] Paulo Cortez e José Neves. Redes Neurais Artificiais. Relatório técnico, Escola de Engenharia da Universidade do Minho, Braga, Portugal, 2000. URL: https://www.researchgate.net/profile/Paulo_Cortez3/publication/242674791_Redes_Neurais_Artificiais/links/5461efb00cf27487b453c9f6.pdf. Citado na página 37.
- [16] Manolis I A Lourakis. A Brief Description of the Levenberg-Marquardt Algorithm Implemented by levmar. 2005. URL: <http://www.ics.forth>. Citado na página 37.
- [17] Bozidar Soldo. Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy*, 92:26–37, 2012. doi:10.1016/j.apenergy.2011.11.003. Citado nas páginas 38 e 39.
- [18] E. R. Berndt e G. C. Watkins. Demand for Natural Gas: Residential and Commercial Markets in Ontario and British Columbia. *The Canadian Journal of Economics*, 10(1):97, feb 1977. URL: <http://www.jstor.org/stable/134399?origin=crossref>, doi:10.2307/134399. Citado na página 38.
- [19] AS Al-Jarri e RA Startzman. Worldwide supply and demand of petroleum liquids. Em *Proc SPE Ann Tech Conf Exhibit, Pi*, páginas 331–343, 1997. Citado na página 38.
- [20] SM Al-Fattah, RA Startzman, et al. Forecasting world natural gas supply. Em *SPE/CERI Gas Technology Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 2000. Citado na página 38.
- [21] Ahmet Durmayaz, Mikdat Kadiolu, e Zekai Şen. An application of the degree-hours method to estimate the residential heating energy requirement and fuel consumption in istanbul. *Energy*, 25(12):1245–1256, 2000. Citado na página 38.
- [22] H Sarak e A Satman. The degree-day method to estimate the residential heating natural gas consumption in turkey: a case study. *Energy*, 28(9):929–939, 2003. Citado nas páginas 38 e 39.
- [23] Jakub Siemek, Stanislaw Nagy, e Stanislaw Rychlicki. Estimation of natural-gas consumption in poland based on the logistic-curve interpretation. *Applied Energy*, 75(1):1–7, 2003. Citado nas páginas 38 e 39.
- [24] Alfred J Cavallo. Hubbert’s petroleum production model: an evaluation and implications for world oil production forecasts. *Natural Resources Research*, 13(4):211–221, 2004. Citado na página 38.
- [25] FB Gorucu. Evaluation and forecasting of gas consumption by statistical analysis. *Energy Sources*, 26(3):267–276, 2004. Citado na página 38.
- [26] Asher Imam, Richard A Startzman, Maria A Barrufet, et al. Multicyclic hubbert model shows global conventional gas output peaking in 2019. *Oil & Gas Journal*, 102(31):20–20, 2004. Citado na página 38.
- [27] R Gutiérrez, A Nafidi, e R Gutiérrez Sánchez. Forecasting total natural-gas consumption in spain by using the stochastic gompertz innovation diffusion model. *Applied Energy*, 80(2):115–124, 2005. Citado nas páginas 38 e 39.
- [28] Hillard G Huntington. Industrial natural gas consumption in the united states: An empirical model for evaluating future trends. *Energy Economics*, 29(4):743–759, 2007. Citado na página 39.

- [29] Merih Aydinalp-Koksal e V Ismet Ugursal. Comparison of neural network, conditional demand analysis, and engineering approaches for modeling end-use energy consumption in the residential sector. *Applied Energy*, 85(4):271–296, 2008. Citado na página 39.
- [30] BinBin Jiang, Chen Wenying, Yu Yuefeng, Zeng Lemin, e David Victor. The future of natural gas consumption in beijing, guangdong and shanghai: An assessment utilizing markal. *Energy Policy*, 36(9):3286–3299, 2008. Citado na página 39.
- [31] Chen Rui, Wang Jian, Wang Li, Yu Ningjie, e Zhang Pengyan. The forecasting of china natural gas consumption based on genetic algorithm. Em *INC, IMS and IDC, 2009. NCM'09. Fifth International Joint Conference on*, páginas 1436–1439. IEEE, 2009. Citado na página 39.
- [32] Hongwei Ma e Yonghe Wu. Grey predictive on natural gas consumption and production in china. Em *Web Mining and Web-based Application, 2009. WMA'09. Second Pacific-Asia Conference on*, páginas 91–94. IEEE, 2009. Citado na página 39.
- [33] Gaetano Maggio e Gaetano Cacciola. A variant of the hubbert curve for world oil production forecasts. *Energy Policy*, 37(11):4761–4770, 2009. Citado na página 39.
- [34] Douglas B Reynolds e Marek Kolodziej. North american natural gas supply forecast: The hubbert method including the effects of institutions. *Energies*, 2(2):269–306, 2009. Citado na página 39.
- [35] Yan Xie e Mu Li. Research on prediction model of natural gas consumption based on grey modeling optimized by genetic algorithm. Em *Control, Automation and Systems Engineering, 2009. CASE 2009. IITA International Conference on*, páginas 335–337. IEEE, 2009. Citado na página 39.
- [36] Erkan Erdogdu. Natural gas demand in turkey. *Applied Energy*, 87(1):211–219, 2010. Citado na página 39.
- [37] Mehdi Forouzanfar, Ali Doustmohammadi, M Bagher Menhaj, e Samira Hasanzadeh. Modeling and estimation of the natural gas consumption for residential and commercial sectors in iran. *Applied Energy*, 87(1):268–274, 2010. Citado na página 39.
- [38] Li Junchen, Dong Xiucheng, e Gao Jian. Dynamical modeling of natural gas consumption in china. *Natural Gas Industry*, 30(4):127–129, 2010. Citado na página 39.
- [39] Yifei Ma e Yanli Li. Analysis of the supply-demand status of china's natural gas to 2020. *Petroleum Science*, 7(1):132–135, 2010. Citado na página 39.
- [40] M Toksari. Predicting the natural gas demand based on economic indicators: Case of turkey. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 32(6):559–566, 2010. Citado na página 39.
- [41] Alicia Valero e Antonio Valero. Physical geonomics: combining the exergy and hubbert peak analysis for predicting mineral resources depletion. *Resources, Conservation and Recycling*, 54(12):1074–1083, 2010. Citado na página 39.
- [42] A Behrouznia, M Saberi, A Azadeh, SM Asadzadeh, e P Pazhoheshfar. An adaptive network based fuzzy inference system-fuzzy data envelopment analysis for gas consumption forecasting and analysis: the case of south america. Em *Intelligent and advanced systems (icias), 2010 international conference on*, páginas 1–6. IEEE, 2010. Citado na página 39.

- [43] Gang Xu e Weiguo Wang. Forecasting china's natural gas consumption based on a combination model. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 19(5):493–496, 2010. Citado na página [39](#).
- [44] Marion King Hubbert. *Energy from fossil fuels*. Moses King, 1949. Citado na página [39](#).
- [45] M King Hubbert et al. Nuclear energy and the fossil fuel. Em *Drilling and production practice*. American Petroleum Institute, 1956. Citado na página [39](#).
- [46] Pietro Balestra e Marc Nerlove. Pooling cross section and time series data in the estimation of a dynamic model: The demand for natural gas. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, páginas 585–612, 1966. Citado na página [40](#).
- [47] Guoqiang Zhang, B. Eddy Patuwo, e Michael Y. Hu. Forecasting with artificial neural networks:: The state of the art. *International Journal of Forecasting*, 14(1):35–62, 1998. doi:10.1016/S0169-2070(97)00044-7. Citado na página [40](#).
- [48] Hang T. Nguyen e Ian T. Nabney. Short-term electricity demand and gas price forecasts using wavelet transforms and adaptive models. *Energy*, 35(9):3674–3685, 2010. doi:10.1016/j.energy.2010.05.013. Citado na página [41](#).
- [49] João Paulo da Silva Catalão, Sílvio José Pinto Simões Mariano, VMF Mendes, e LAFM Ferreira. Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: A neural network approach. *electric power systems research*, 77(10):1297–1304, 2007. Citado na página [41](#).
- [50] Raquel Gareta, Luis M Romeo, e Antonia Gil. Forecasting of electricity prices with neural networks. *Energy Conversion and Management*, 47(13):1770–1778, 2006. Citado na página [42](#).
- [51] Reinaldo C Garcia, Javier Contreras, Marco Van Akkeren, e João Batista C Garcia. A garch forecasting model to predict day-ahead electricity prices. *IEEE transactions on power systems*, 20(2):867–874, 2005. Citado na página [42](#).